

**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. VI
SECTOR INDUSTRIAL, IMPACTO EN EL SECTOR ELÉCTRICO, GLP
VEHICULAR, EVALUACIÓN GENERAL Y RECOMENDACIONES PARA
LA REPOTENCIACIÓN DEL PLAN**

CONTRATISTA:  **COSENIT S.A.**

Bogotá, julio de 2005

EVALUACIÓN DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

INFORME DE AVANCE No. VI

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE CONVENCIONES	4
I GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL	5
I. 1 PLANTEAMIENTOS INICIALES	5
I. 2 LOGROS OBTENIDOS.....	6
I. 2. 1 ANÁLISIS DE BALANCES DE ENERGÍA.....	6
I. 2. 2 ENCUESTA ANUAL MANUFACTURERA DANE	8
I. 3 PERCEPCIÓN DE LOS INDUSTRIALES	11
I. 3. 1 ANÁLISIS DE LAS CADENAS PRODUCTIVAS	15
I. 3. 2 RESULTADOS Y CONCLUSIONES INFORME BANCO MUNDIAL	17
I. 4 LAS SEÑALES ACTUALES DE PRECIOS.....	17
II EL IMPACTO DEL PLAN DE GAS EN EL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	23
II. 1 INTRODUCCIÓN Y MARCO CONCEPTUAL	23
II. 1. 1 ANTECEDENTES.....	23
II. 1. 2 VALORACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO	24
II. 1. 3 EL FENÓMENO DEL NIÑO 1997 – 1998	25
II. 1. 4 DESARROLLO DEL ANÁLISIS	26
II. 1. 5 VALORACIÓN DEL DÉFICIT.....	28
II. 1. 6 DIFERENCIAS ENTRE LOS MODELOS Y LAS REALIDADES	29
II. 2 CASOS CON Y SIN PLANTAS A GAS EN EL INTERIOR.....	30
II. 2. 1 COSTOS DE RACIONAMIENTO.....	30
II. 2. 2 COSTO MARGINAL Y DE ENERGÍA TRANSADA.....	33
II. 2. 3 COSTO OPERATIVOS TÉRMICOS DEL SISTEMA:	35
II. 2. 4 OTROS EFECTOS DE OPERACIÓN.....	36
II.2.4.1 NIVELES DEL EMBALSE AGREGADO	36
II.2.4.2 GENERACIÓN HIDRÁULICA Y TÉRMICA.....	37
II.2.4.3 LOS MÍNIMOS OPERATIVOS.....	38
II. 3 EFECTOS DEL PLAN ALTERNATIVO	42
II. 3. 1 DESARROLLO E IDENTIFICACIÓN DE PROYECTOS.....	43
II. 3. 2 DIFERENCIAL DE INVERSIÓN.....	45

II. 3. 3	COSTOS DE RACIONAMIENTO.....	46
II. 3. 4	COSTO MARGINAL Y DE ENERGÍA TRANSADA.....	50
II. 3. 5	OTROS EFECTOS	52
II. 3. 6	COSTO OPERATIVOS DEL SISTEMA:	52
II. 3. 7	OTROS EFECTOS	53
II.3.7.1	EMBALSE:.....	53
II.3.7.2	GENERACIÓN HIDRÁULICA Y TÉRMICA.....	53
II. 4	VALORACIÓN GENERAL Y CONCLUSIONES	55
III	REPONTENCIACIÓN DEL SECTOR DE GLP	58
III. 1	EVOLUCIÓN DEL MERCADO Y PROYECCIONES.....	58
III. 1. 1	PROYECCIONES DE OFERTA.....	60
III. 1. 2	PROYECCIONES DE DEMANDA.....	60
III.1.2.1	PROYECCIONES DE DEMANDA DE ECOPETROL	60
III.1.2.2	ESTIMACIONES DE AGREMGAS	61
III.1.2.3	COMPARACIÓN DE ESCENARIOS	64
III. 1. 3	BALANCE OFERTA-DEMANDA DE GLP	65
III. 2	COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS.....	67
III. 2. 1	ANTECEDENTES	67
III. 2. 2	ESTADÍSTICAS MUNDIALES SOBRE GLP Y GNV	70
III.2.2.1.1	GNV: IANGV.....	70
III.2.2.2	GLP: WORLD LP GAS ASSOCIATION.....	71
III.2.2.3	INVENTARIO MUNDIAL DE VEHÍCULOS Y ESTACIONES DE GLP Y GNV	72
III.2.2.4	ARGENTINA: UN CASO PARTICULAR	74
III. 2. 3	COMPARACIÓN DE PROPIEDADES	77
III. 3	POSIBILIDADES DEL GLP VEHICULAR EN COLOMBIA	80
III. 3. 1	EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL	81
III. 3. 2	AVANCES REALIZADOS.....	85
III.3.2.1	ETAPA DE PLANEACIÓN	85
III.3.2.2	ESTUDIO DE MERCADOS	88
III.3.2.3	ORGANISMO DE CONTROL.....	88
III. 3. 3	POTENCIAL DE SUSTITUCIÓN.....	89
III.3.3.1	DEFINICIÓN DEL MERCADO OBJETIVO	90
III.3.3.2	MERCADO DE COMBUSTIBLES DE TRANSPORTE	90
III.3.3.3	INVENTARIO DE VEHÍCULOS	91
III.3.3.4	CÁLCULO DEL CONSUMO PROMEDIO DE GASOLINA.....	92
III.3.3.5	CLASIFICACIÓN DE LOS DEPARTAMENTOS	92
III.3.3.6	EL MERCADO POTENCIAL.....	94
III.3.3.7	ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE GLP Y VALOR DEL MERCADO	95
III.3.3.8	RESUMEN DE RESULTADOS	96
III. 3. 4	PLAN DE ACCIÓN	97
IV	EVALUACIÓN DEL PLAN DE GAS	99
IV. 1	EVALUACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS.....	99
IV. 1. 1	LA MASIFICACIÓN DEL GAS PROPANO.....	99
IV. 1. 2	INCENTIVAR LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN TODOS LOS ELEMENTOS DE LA CADENA DEL GAS	102

IV. 1. 3	ACERCAR LOS PRECIOS A LOS COSTOS REALES DE PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS	103
IV. 1. 4	OPTIMIZAR LA UTILIZACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL MEDIANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED TRONCAL DE GASODUCTOS.....	104
IV. 2	OTROS OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	106
IV. 2. 1	EL TEMA ELÉCTRICO: LAS SEÑALES A LOS INVERSIONISTAS 106	
IV. 2. 2	EL SISTEMA ELÉCTRICO CON Y SIN PLAN DE GAS EN EL INTERIOR DEL PAÍS.....	107
IV. 2. 3	LA COMPOSICIÓN DE LA CANASTA ENERGÉTICA.....	111
IV. 2. 4	EL TEMA INSTITUCIONAL Y REGULATORIO	113
IV. 2. 5	COBERTURA Y BALANCE SOCIAL.....	115
V	LA REPOTENCIACIÓN DEL PLAN DE GAS.....	116
V. 1	INTRODUCCIÓN	116
V. 2	COMPATIBILIDAD EN LAS SEÑALES DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES SUSTITUTOS	117
V. 3	EL MEDIANO PLAZO Y LAS SEÑALES DE NUEVOS NEGOCIOS	118
V. 4	EL GLP VEHICULAR	120
V. 5	TEMAS REGULATORIOS	122
ANEXO No. 1	123
LISTADO ANEXOS EN MEDIO MAGNÉTICO.....		144

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 GAS NATURAL EN EL SECTOR INDUSTRIAL

I. 1 PLANTEAMIENTOS INICIALES

El presente capítulo hace un análisis del impacto que el gas natural ha tenido en el sector industrial del país; se hace solo el análisis en gas natural y no en propano, dado que este último tiene un nicho de mercado residencial y su utilización a nivel industrial no se ha incentivado ni es un energético que participe en niveles significativos en este sector.

Dentro del plan de masificación de gas combustible, cuyos lineamientos de política se definieron en los años 1991 y 1993 mediante documentos Conpes, el sector industrial era considerado como el segundo en importancia en términos de los beneficios económicos derivados del plan después del sector residencial. En efecto, los ahorros totales al implantar el Plan de Gas que se estimaron en el período 1991 – 2005, ascendían a 551 millones de dólares, de los cuales 438.4 (79.0%) correspondían al sector residencial, 67.8 (12.4%) al sector industrial y el restante de 48 millones (8.6%) al sector transporte y a otros sectores.

Aunque los beneficios obtenidos por la sustitución en el sector industrial eran mucho menores que los del sector residencial, dado el alto nivel de subsidios otorgados a este último sector, el interés de penetración del gas natural en el sector industrial como gran consumidor de este energético se consideraba prioritario en el contexto del Plan de Gas.

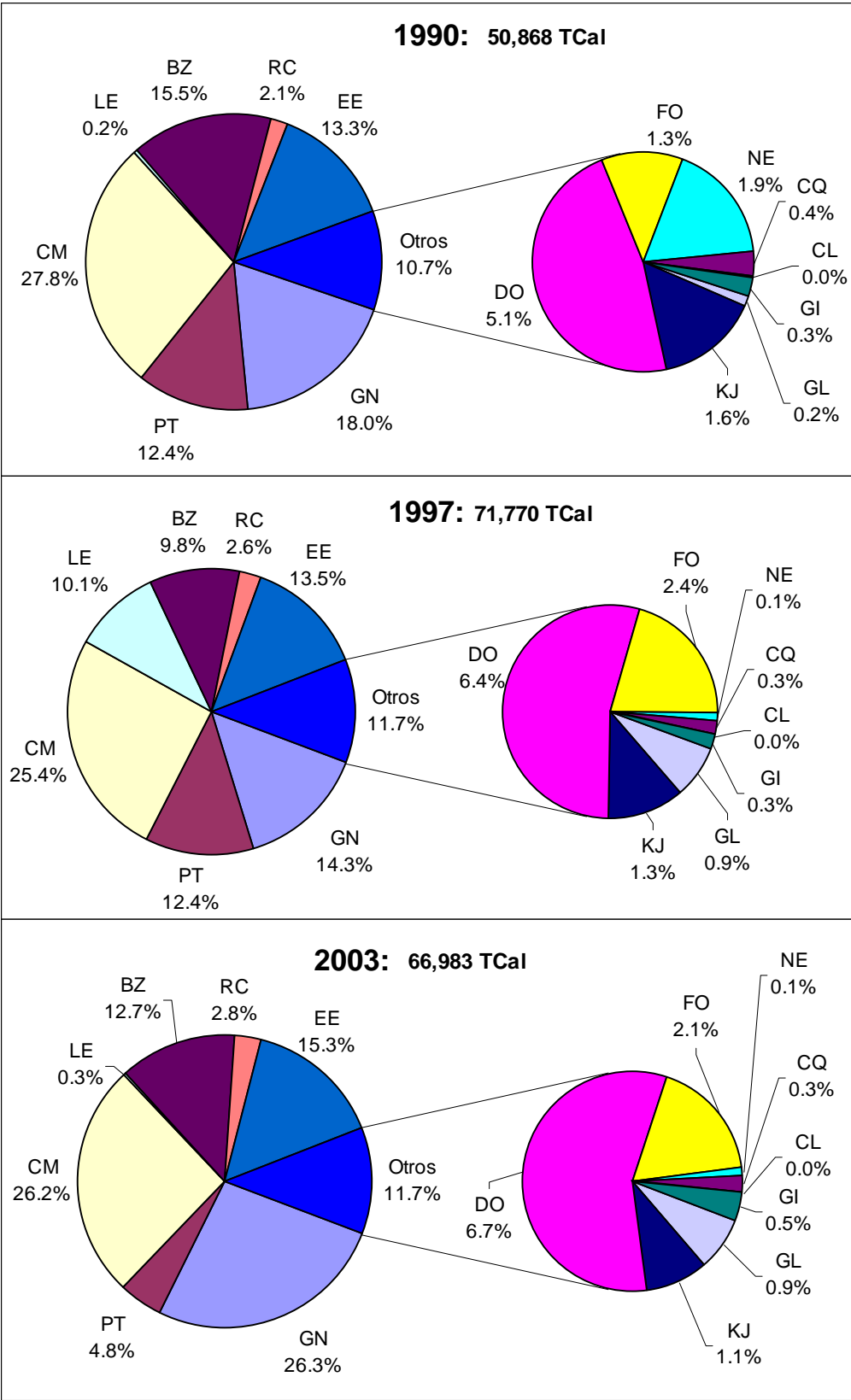
Siguiendo esta línea de pensamiento, el documento Conpes de 1991, estimó el crecimiento del consumo industrial del gas natural en 4.7 veces en valor absoluto, pasando de 9200 Tcal en 1990 a un estimado de 43190 Tcal en 2005. El informe Eucolerg, de acuerdo a su análisis de competitividad siguiendo la metodología de valor económico “Netback”, estimó que la penetración del gas natural en el sector industrial, tenía un potencial de sustitución del mercado de ACPM y de GLP; el fuel oil y el carbón no estaban en condiciones de precios que favorecieran su sustitución.

I. 2 LOGROS OBTENIDOS

I. 2. 1 ANÁLISIS DE BALANQUES DE ENERGÍA

El primer elemento que se debe analizar es el consumo industrial arrojado por los balances energéticos. De esta forma se puede comparar el patrón de consumo global de la industria, en los años 1990 a 2003 e incluir un año intermedio (1997) para ver cómo ha evolucionado y qué energéticos han sido desplazados por el gas natural. Como se puede apreciar en Gráfica I-1, el patrón de consumo industrial no tuvo una modificación tan importante como sí ocurrió en el sector residencial;.

En términos generales los energéticos que disminuyeron su consumo fueron el petróleo crudo con una reducción de 7.6 puntos porcentuales debido básicamente a la salida del crudo de castilla para uso industrial, y en menor proporción la leña y bagazo con una reducción de 2 puntos y el carbón con una reducción del 1.6 puntos. En total, se puede decir que los energéticos que cedieron terreno redujeron su participación en 11.2 puntos porcentuales. Por el contrario, los únicos energéticos que aumentaron su participación en la canasta fueron el gas natural con 9 puntos y la electricidad con 2 puntos porcentuales. Contrario a lo que podría estimarse, la porción de energéticos derivados del petróleo (fuel oil, diesel, kerosene y demás menores) mantuvo su participación en valores del orden de 10% con solo un incremento marginal inferior a 1 punto.



Gráfica I-1: Consumo final de energía sector industrial

Ante este escenario, es claro que el gas natural tuvo un aumento importante tanto en valores absolutos de energía, como de penetración porcentual dentro del consumo energético industrial. La Tabla I-1 muestra el contraste entre 1990 y el 2003 en cuanto al consumo de gas natural en el país. En el inicio del plan de gas, la industria era el segundo sector con mayor consumo de gas natural, con un volumen nueve veces mayor al sector residencial, sólo superado por el sector termoeléctrico. Si bien el crecimiento en cifras absolutas no fue tan importante como en el sector residencial, el sector industrial continúa siendo el mayor consumidor de gas natural del país; sin embargo, este resultado aunque positivo, dista de las estimaciones iniciales del plan, en el cual se esperaba multiplicar por 4 el gas consumido por la industria, lo que en la práctica sólo llegó a un valor cercano al doble del consumo estimado inicialmente.

Sector de consumo	1990		2003		Crecimiento
Residencial	1,012	3.0%	6,416	12.2%	534.3%
Comercial y Público	179	0.5%	1,132	2.2%	534.3%
Industrial	9,136	27.1%	17,606	33.6%	92.7%
Transporte	143	0.4%	1,150	2.2%	705.4%
Subtotal Consumo final	10,469	31.0%	26,305	50.2%	151.3%
Centrales Térmicas	13,815	40.9%	16,153	30.8%	16.9%
Autoproductores	0	0.0%	133	0.3%	
Centros Tratamiento de gas	876	2.6%	1,966	3.7%	124.5%
Refinerías	8,593	25.5%	7,882	15.0%	-8.3%
Total consumo final + grandes consumidores	33,753	100.0%	52,440	100.0%	55.4%

Tabla I-1: Consumo de gas natural por sectores (cifras en Tcal)

1. 2. 2 ENCUESTA ANUAL MANUFACTURERA DANE

El Consultor tuvo acceso al resultado de los años 1991, 1996, 1999 y 2000 de la Encuesta Anual Manufacturera elaborada por el DANE, la cual, a partir del año 1999 incluyó preguntas específicas sobre utilización de energía en el sector industrial. Sin embargo, la información disponible del año 1996 no se encontraba procesada completamente, por lo cual el acceso a estas bases de datos no fue posible.

La población objetivo de la Encuesta Anual Manufacturera, está conformada por todos los establecimientos que funcionan en el país, definidos como industriales, que tengan diez o más personas ocupadas o que el valor de su producción sea mayor a \$70.5 millones anuales para 1998.¹

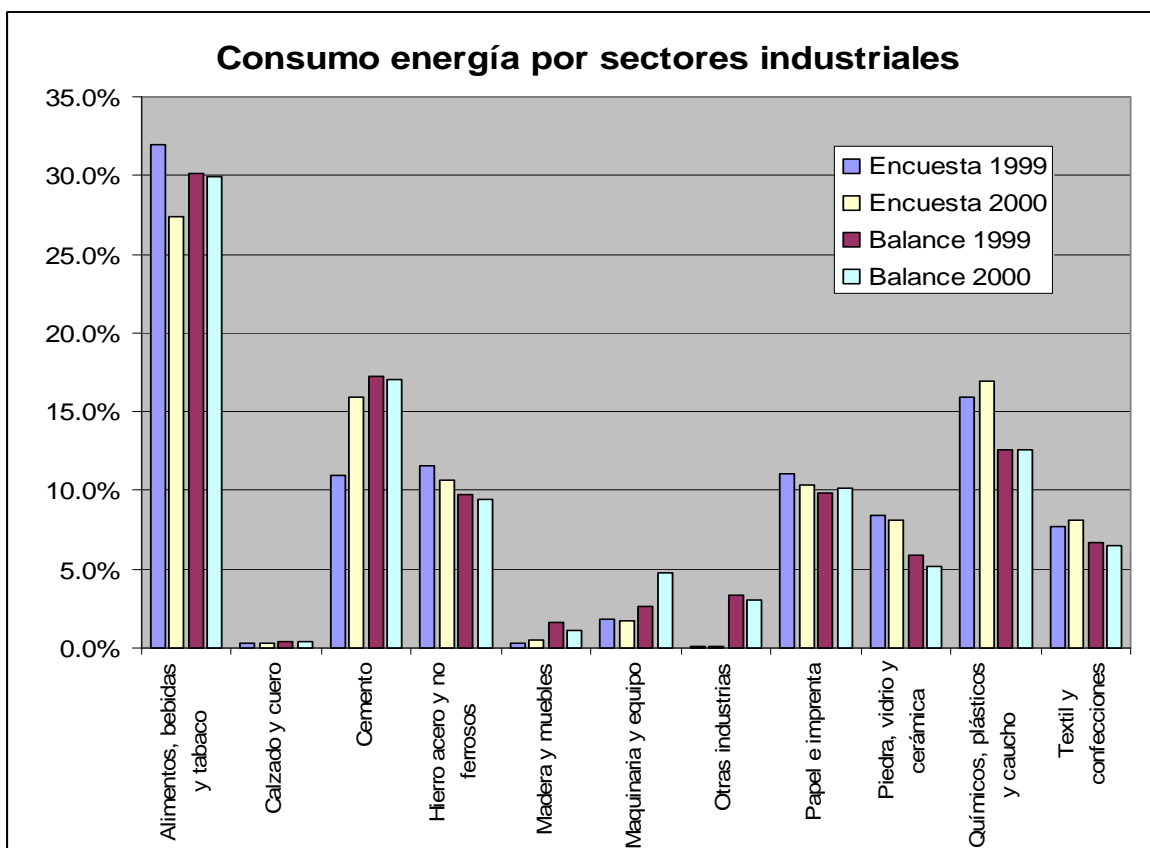
¹ Información tomada de la página Web del Dane www.dane.gov.co

En términos generales, las encuestas arrojan un resultado de consumo total de energía inferior al de los balances, pues su metodología y alcance basados en un enfoque estadístico, son diferentes al proceso de elaboración de balances los cuales buscan las fuentes de información que suministran los datos globales. Si bien la información disponible no es tan actualizada como los balances disponibles, vale la pena revisar las cifras sobre consumo porcentual y por sectores de consumo con el fin de comparar las posibles diferencias entre las dos metodologías de análisis. En la Tabla I-2 se presenta un resumen de los resultados de las encuestas y su comparación con los balances energéticos.

PARTICIPACIÓN POR SECTORES	Encuesta 1999		Encuesta 2000		Balance 1999		Balance 2000	
	TCAL	%	TCAL	%	TCAL	%	TCAL	%
Alimentos, bebidas y tabaco	12,574	32.0%	13,702	27.4%	19,581	30.1%	19,508	30.0%
Calzado y cuero	113	0.3%	157	0.3%	263	0.4%	251	0.4%
Cemento	4,289	10.9%	7,960	15.9%	11,252	17.3%	11,084	17.0%
Hierro acero y no ferrosos	4,529	11.5%	5,319	10.6%	6,343	9.7%	6,164	9.5%
Madera y muebles	138	0.4%	267	0.5%	1,024	1.6%	698	1.1%
Maquinaria y equipo	708	1.8%	846	1.7%	1,717	2.6%	3,107	4.8%
Otras industrias	58	0.1%	68	0.1%	2,148	3.3%	1,972	3.0%
Papel e imprenta	4,330	11.0%	5,162	10.3%	6,427	9.9%	6,574	10.1%
Piedra, vidrio y cerámica	3,292	8.4%	4,073	8.1%	3,827	5.9%	3,360	5.2%
Químicos, plásticos y caucho	6,244	15.9%	8,476	16.9%	8,158	12.5%	8,189	12.6%
Textil y confecciones	3,020	7.7%	4,044	8.1%	4,323	6.6%	4,195	6.4%
	39,295		50,073		65,064		65,102	

Tabla I-2: Comparación de cifras balances energía vs. encuestas industriales

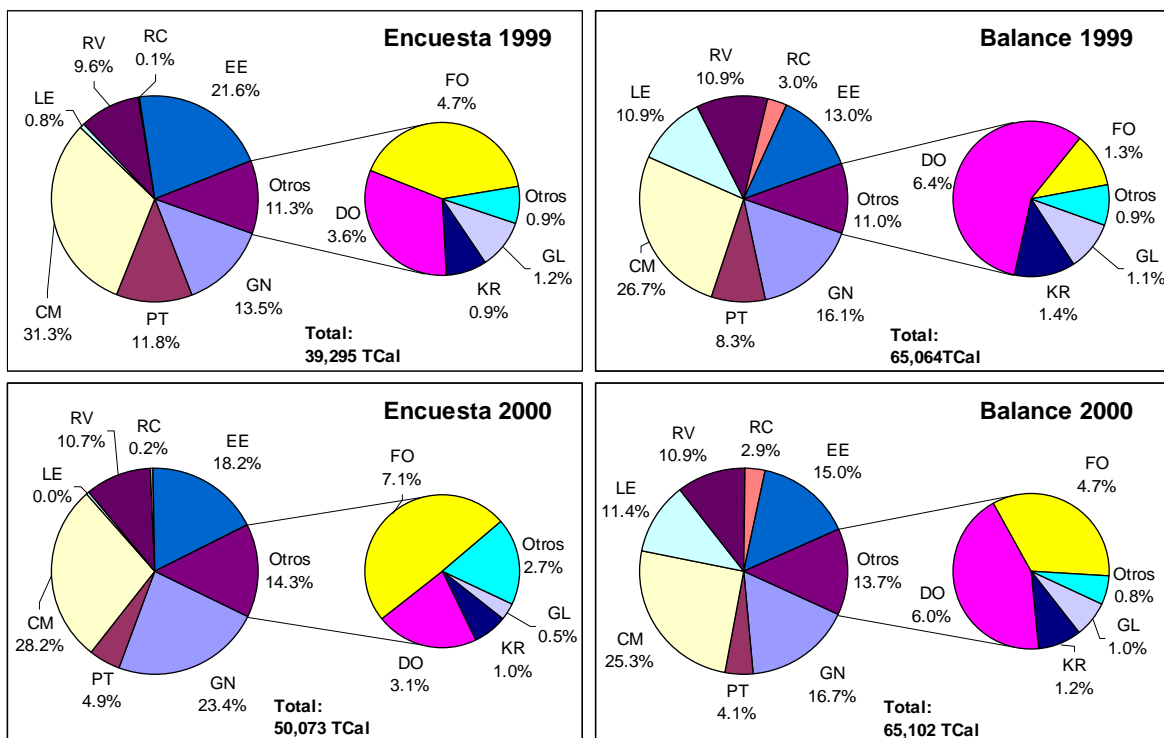
Dado que en términos absolutos, las diferencias son bastante significativas, entre los consumos totales de energía según la Encuesta con respecto a los balances alcanzando el 39.6% en términos para el año 1999 y 23.1% para el año 2000, el análisis se debe centrar en la composición porcentual de cada sector en el consumo total de la industria y a su vez de cada energético dentro de la matriz total de consumo. Una representación se presenta más adelante en la Gráfica I-2. Es claro que los balances presentan una estructura muy similar de un año a otro, mientras que las encuestas presentan diferencias significativas, con variaciones grandes tanto en el tiempo como en relación con los resultados de los balances; estas diferencias son apreciables en los sectores Alimentos Bebidas y Tabaco, Cemento y Químicos, plásticos y caucho, sectores claves dentro del consumo de energía del país.



Gráfica I-2: Participación de los sectores productivos en el consumo de energía final

A continuación en la Gráfica I-3 se muestra una comparación porcentual de los balances de energía con las encuestas; es claro que hay una diferencia significativa en algunos energéticos como la leña la cual prácticamente no aparece reflejada en las encuestas, la energía eléctrica y el fuel oil los cuales tienen una participación mayor en las encuestas mientras que el consumo de diesel oil es menor en las encuestas. El gas natural tiene un comportamiento errático en las encuestas pues en la correspondiente a 1999 aparece con un consumo menor al del balance y en el año 2000 aparece con un consumo bastante mayor.

Estas cifras y resultados son poco concluyentes y se podría pensar que el carácter formal de la encuesta no permite reflejar el consumo de ciertos energéticos como la leña, la cual mantiene su utilización industrial en la cocción de alimentos y venta al por menor de carbón vegetal y leña. Si bien la encuesta del año 2000 refleja un alcance mayor en el balance de energía total y una mejor aproximación a la canasta de energía reflejada por el balance, las cifras siguen siendo poco precisas para un análisis de detalle y más aún en el sector de gas natural donde se encuentra una diferencia tan grande.



Gráfica I-3: Comparación Balances vs. Encuestas de consumo por energéticos en el sector industrial

I. 3 PERCEPCIÓN DE LOS INDUSTRIALES

Con el fin de presentar una percepción actualizada de los industriales, en cuanto al impacto del gas natural dentro de su cadena productiva, se utilizó el documento del Banco Mundial “*Colombia: Desarrollo Económico Reciente en Infraestructura - Impacto de los servicios de infraestructura en los secotes productivos*”², el cual presenta el impacto de los diferentes servicios de infraestructura, incluyendo los de energía, y la percepción de los usuarios, en sectores claves de la economía colombiana.

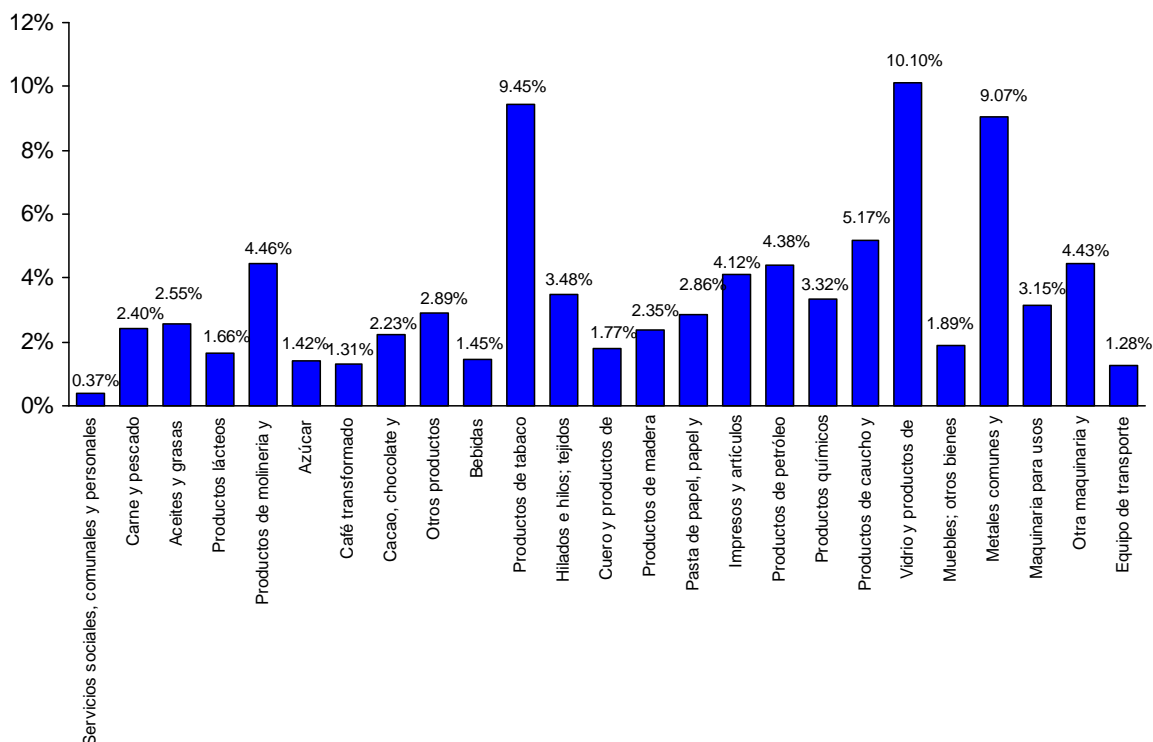
Entre los resultados que vale la pena resaltar, en la Tabla I-3 se presentan los costos de infraestructura sobre los ingresos totales, para los diferentes sectores; es claro que para el sector de industria manufacturera (la cual es de especial interés en este estudio), el servicio de infraestructura que más peso tiene es el de energía y gas.

² Banco Mundial - Finance, Private Sector and Infrastructure Unit Latin America and the Caribbean. “*Impacto de los servicios de infraestructura en los sectores productivos*” Jaime Maldonado, Giovanna Sardi Septiembre 1, 2004

Porcentaje de los costos totales	Energía y gas	Transporte	Tele-comunicaciones	Acueducto y saneamiento	Total
Servicios personales	7.2%	5.2%	9.9%	1.2%	23.5%
Servicios financieros, finca raíz y otros	11.1%	8.9%	13.7%	0.3%	34.0%
Agricultura, ganadería, pesca	1.7%	9.9%	5.9%	0.1%	17.6%
Manufactura	5.8%	2.2%	1.0%	0.3%	9.3%
Comercio, restaurantes y hoteles	3.8%	16.0%	6.9%	1.4%	28.1%
Construcción	0.5%	2.1%	1.0%	0.4%	4.0%
Promedio	5.0%	7.4%	6.4%	0.6%	19.4%

Tabla I-3: Porcentaje de los costos de infraestructura sobre los ingresos totales

En dicho estudio se encuentra también los cinco sectores más afectados son Vidrio/Productos Vidrio/y Otros No Metálicos donde la energía eléctrica/gas representa el 10.10% de los ingresos, Hilados y Tejidos de Fibras donde representa el 9.41%, Metales Comunes con 9.07%, Productos de Caucho y Plástico con 5.17% y Azúcar 4.46%". En la Gráfica I-4 se presenta la utilización de servicio de electricidad/gas dentro de los diferentes sectores de la industria manufacturera.



Gráfica I-4: Utilización del servicio de energía eléctrica/gas dentro de la industria manufacturera³

³ Ídem nota 2 y Matriz Utilización DANE 2001, precios constantes 1994.

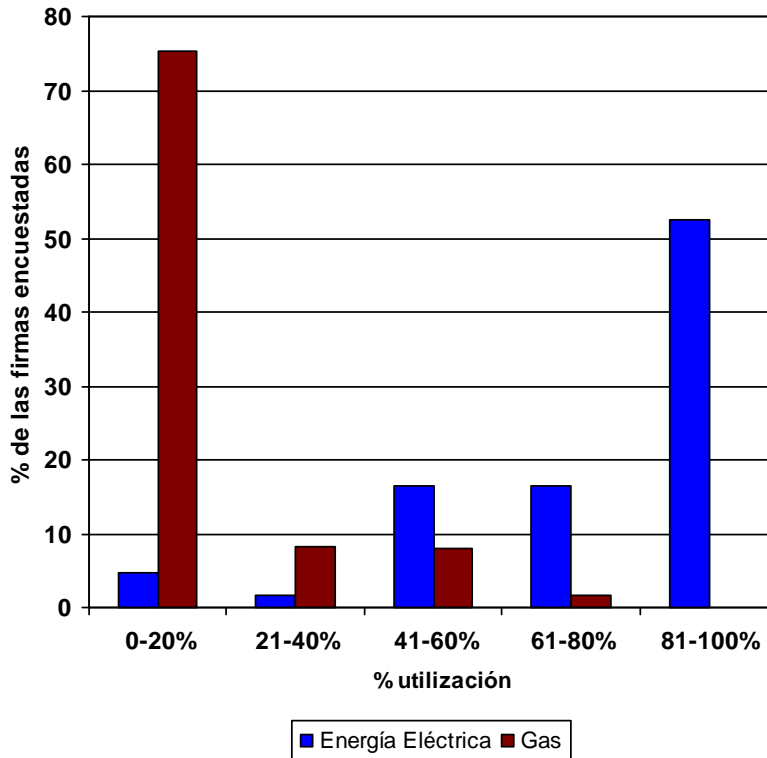
El estudio, luego de recolectar los datos estadísticos de producción y tamaño de las empresas, entre otros, planteó una encuesta industrial para las principales industrias de los sectores seleccionados, en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla. Para escoger los sectores de análisis en donde se aplicaría la encuesta, el estudio se basó en la participación de cada sector dentro del PIB, su balanza comercial (% de exportaciones e importaciones) y a su importancia estratégica dentro de la economía. De las 150 empresas seleccionadas y contactadas, 61 accedieron a responder la encuesta.

Si bien esta encuesta fue de tamaño reducido, nos da una buena apreciación de cuál es la opinión de los industriales en cuanto a la incidencia de la energía en sus costos totales de producción. Este informe de avance, hará énfasis entonces en los servicios de energía y gas.

Algunos resultados son los siguientes:

- El 56% de las empresas considera que el transporte representa 5% o menos de sus costos;
- El 59% de las empresas considera que la electricidad representa 5% o menos;
- El 69% de las empresas considera que el gas representa menos de 1%;
- La mayoría de las empresas encuestadas utilizan energía eléctrica en un porcentaje alto y apenas se está empezando a presenciar la utilización del gas.
- Aproximadamente el 52% de las empresas encuestadas utilizan energía eléctrica en mas de un 80% de su consumo.

Se concluye que el consumo de gas apenas está haciendo su incursión en la industria y aún hay un porcentaje importante de las firmas encuestadas que no utilizan gas natural (57% aproximadamente). Ver Gráfica I-5.



Gráfica I-5: Porcentaje de utilización de Energía Eléctrica y gas⁴

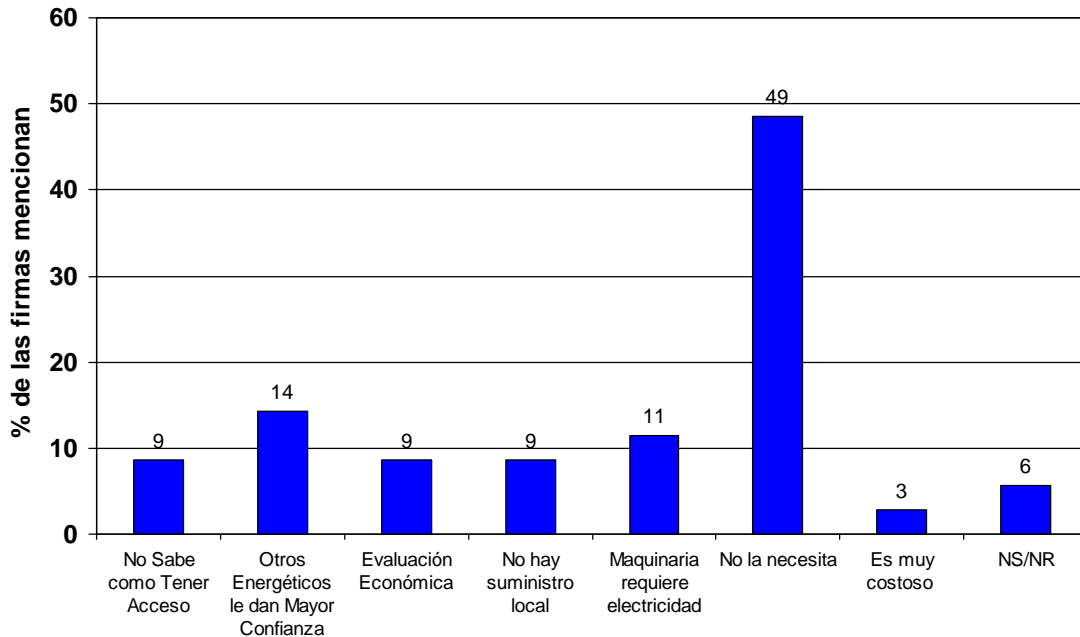
En cuanto al gas, la mayoría de las empresas encuestadas que lo utilizan consideran que es un mejor combustible que los demás en términos de información, precios y ahorro y menores costos de operación. De otro lado, algunas empresas consideran que los principales problemas con el gas son el acceso al suministro y en algunas regiones, el costo del mismo. Se presentan quejas recurrentes en cuanto a crecimiento exponencial del costo del suministro: cuando hicieron la conversión a gas para muchas de las empresas el precio del gas era competitivo; sin embargo los incrementos que ha tenido lo han vuelto no competitivo.

La mayoría de las empresas que no utilizan gas no lo hacen porque consideran que no lo necesitan (49%). Para el 14% de los encuestados, otros energéticos les da mayor confianza, para el 11% su maquinaria requiere energía eléctrica, y para el 9% el problema es que no hay suministro local de gas natural.

A pesar de que el gas es percibido como un mejor energético por los usuarios, su penetración en la industria ha sido lenta y el porcentaje de utilización aún es limitado (sustitución de fuel-oil). Las mismas empresas consumidoras de gas consideran que a pesar de ser mejor que otros energéticos sus principales problemas son el acceso al suministro seguido por el costo del energético; así, la principal razón por la cual la mayoría de empresas que no utilizan gas no lo hacen

⁴ Fuente: Ídem Nota 2 (Resultados Encuesta, sobre 61 respuestas)

es porque no lo consideran necesario al poder sustituirlo por otros energéticos menos costosos. (ver Gráfica I-6)



Gráfica I-6: Razones para no utilizar gas natural⁵

I. 3. 1 ANÁLISIS DE LAS CADENAS PRODUCTIVAS

El informe del Banco Mundial, centra su análisis en tres cadenas productivas, dado que son aquellas de las cuales se dispone información (respuesta a las encuestas): la cadena textil, la cadena del papel enfocada hacia el negocio editorial y la cadena del azúcar enfocada hacia el negocio de la confitería.

La cadena textil, comprende la fabricación de fibras naturales y químicas, la producción de hilados y textiles y la confección de prendas. En esta cadena, la principal utilización del gas es como sustituto de combustibles líquidos para calderas utilizadas en el proceso productivo; la autogeneración en la cadena textil todavía es incipiente, se están estudiando proyectos de auto o cogeneración motivados por la diferencia en los precios de la energía comprada versus autogenerada (casi el doble comprada que autogenerada). Para la autogeneración, las empresas están dudosas entre gas y carbón, aunque parecería haber una inclinación generalizada hacia carbón gracias al comportamiento errático de los precios del gas.

⁵ Ídem Nota 4

La cadena del papel, que inicia con la producción de madera o bagazo o importación de pulpa o papel reciclado y termina con el negocio editorial o de impresiones, fue tratada por separado en estas dos actividades por la naturaleza disímil de las mismas. La cadena es intensiva en la utilización de energía eléctrica, sobre todo en el proceso de producción de papel. Debido al elevado consumo de energía eléctrica y a las altas tarifas hay una tendencia hacia la expansión de cogeneración, actualmente los productores de papel y cartón cogeneran el 50% de su consumo en promedio.

La cogeneración del sector se hace principalmente a base de carbón; la generación a gas, aunque deseable desde el punto de vista ambiental y de limpieza para productores de papeles blancos, resulta demasiado costosa por los costos de transporte del gas hasta el Valle del Cauca. Incluso hay plantas (Cartón de Colombia) que tienen generación a gas y a carbón y están haciendo recomposición para utilizar más carbón y menos gas. Algunas empresas también están considerando la cogeneración usando gas natural aunque con temor por los altos costos del gas natural en el Valle del Cauca debido a la tarifa de transporte del mismo y a la dificultad en obtener contratos de suministro de gas a mediano plazo. Otras empresas están pensando en carbón por menores costos del energético y de su transporte (posibilidad de compensación de carga para generar ahorros) “sale más rentable traer carbón del César que traer gas”.

La cadena del azúcar parte de la producción agrícola de caña de azúcar, continúa con su transformación primaria y termina con la transformación secundaria del azúcar en confitería. De los servicios de infraestructura los de mayor incidencia en ésta cadena son la energía eléctrica y el transporte. El mayor consumo de energía eléctrica en la cadena está en los ingenios, quienes autogeneran a partir de bagazo de caña o carbón. El carbón es entregado por las papeleras a cambio del bagazo. Los ingenios no utilizan gas y en general no se piensa cambiar a este energético por los altos costos del gas en el sur occidente del país. Ellos aducen que la tarifa de transporte del gas hasta el Valle y el Cauca le quita competitividad al gas.

En este eslabón se han analizados proyectos de autogeneración o cogeneración tanto con gas como con carbón. Por los precios del gas y la incertidumbre en el suministro a mediano plazo, parece haber una inclinación a favor de los proyectos a carbón. Existe la sensación que cuando se inició la comercialización del gas los precios eran bajos pero han subido demasiado rápido (zanahoria de precios bajos para estimular la conversión con garrote una vez convertidos). En términos del suministro los miembros de la cadena manifiestan su preocupación en que cuando hay inconvenientes con el suministro de gas, a la industria es al primero al que le restringen el suministro y se le da prelación al consumo residencial. Adicionalmente existe acceso a buenos suministros de carbón en el interior del país, lo cual desestimula la utilización del gas.

La utilización del gas natural en ésta cadena es relativamente baja, en parte por su ubicación geográfica en el Valle del Cauca principalmente. La utilización del gas

natural tanto por parte de los ingenios como de las empresas que producen confitería es limitada y principalmente obedece a la sustitución de “fuel oil” y al rediseño de algunos procesos que se realizaban con energía eléctrica. El gas no es utilizado para autogeneración.

I. 3. 2 RESULTADOS Y CONCLUSIONES INFORME BANCO MUNDIAL

La política energética se debe ver reflejada en la regulación (cogeneración o no; expansión del gas o del carbón). Las normas de generación y cogeneración son restrictivas y hay incertidumbre por los continuos cambios. Las señales enviadas para la expansión del gas son cuando menos confusas.

El consumo de energía eléctrica principalmente en la industria papelera es altísimo; por la ubicación geográfica las expansiones de cogeneración son basadas en carbón y están limitadas por ley y regulación. La cogeneración o autogeneración podría ser una solución para los grandes consumidores, sin embargo existen limitaciones para la expansión de la cogeneración por problemas regulatorios: la dificultad de vender los sobrantes de energía, la obligación de venderla a través de comercializadores (regulatorio), que los productores de más de 25MW deben pagar el 20% de contribución por la totalidad de la energía generada (falta de claridad en la Ley), entre otros. La dificultad en la consecución de contratos de largo plazo para el suministro de gas utilizado para la autogeneración o cogeneración le ha quitado competitividad al gas frente al carbón como energético.

Las posibilidades de penetración del gas natural para la industria del Valle del Cauca son limitadas. Esto se explica en buena medida por los incrementos significativos en el precio del gas así como la tarifa de transporte para llegar al sur occidente del país.

Debe anotarse que la información sobre la encuesta adelantada como parte del Estudio realizado por el Banco Mundial en el año 2004, es exclusivamente de los consultores contratados por el Banco para tal efecto y de los encuestados y no refleja la opinión de COSENIT S.A.

I. 4 LAS SEÑALES ACTUALES DE PRECIOS

Para el desarrollo de la presente sección del documento, se ha tomado como referencia el estudio de consultoría realizado por COSENIT S.A. a la UPME

denominado “Diseño de una Estrategia de Uso Racional de Energía aplicable al sector Industrial Colombiano⁶”,

Para analizar la competitividad del Gas Natural en los diferentes sectores de consumo, se parte de los costos de los diferentes energéticos en las cuatro principales ciudades del país: Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla.

Se han escogido estas cuatro ciudades debido a que corresponden a los polos industriales y de desarrollo urbano más grandes del país; sin embargo vale aclarar que el mismo análisis se puede desarrollar para cualquier otra ubicación geográfica del territorio nacional.

Dentro del portafolio de energéticos disponibles en el país, se han analizado aquellos que son los más representativos dentro del consumo energético a nivel nacional, y, claro está, aquellos que son posibles sustitutos del gas natural en los diferentes sectores de consumo. Los energéticos analizados son los siguientes:

- Gas Natural.
- Energía eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión.
- Carbón.
- ACPM.
- Fuel Oil.
- Crudo de Rubiales.
- Gas Licuado del Petróleo GLP.

Para cada uno de estos energéticos se analizaron sus costos en los diferentes puntos de consumo, teniendo en cuenta su procedencia, los costos de su transporte, de la distribución local y otros valores relacionados con la comercialización y distribución de los energéticos.

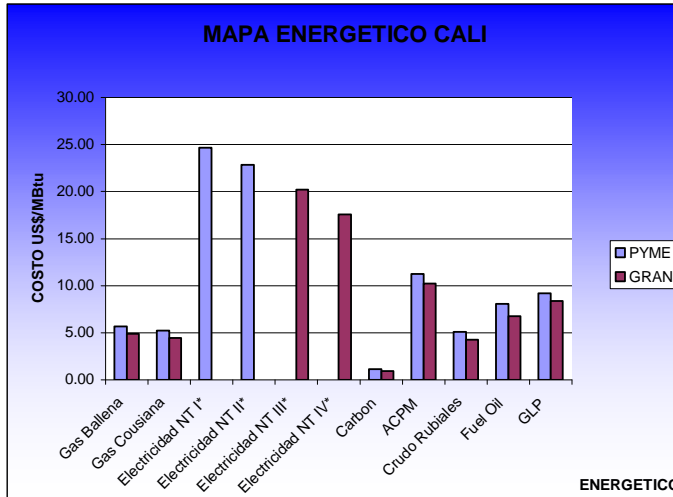
En la Tabla I-4, se presenta un resumen con los supuestos utilizados para el desarrollo del modelo.

⁶ En dicho estudio COSENIT S.A. desarrolló un modelo denominado “Mapas Energéticos” en el cual se analizan los costos de los principales energéticos que consume el sector Industrial Colombiano, y se discrimina entre los costos para las pequeñas y medianas empresas (PYMES) y las grandes empresas. El modelo y una mayor descripción de la metodología utilizada para el desarrollo de éste se encuentra en el segundo informe del mencionado estudio, páginas 7 a 13.

SUPUESTOS		
GAS NATURAL	Suministro	El Gas proviene de los campos Guajira o Cusiana. Se analizan las dos procedencias para cada una de las ciudades
	Transporte	Tramos Ballena-Cusiana-Yumbo y Sebastopol-Cogua, Resolución CREG 125-2003 Costa Atlántica, Resolución CREG 070-2003 Occidente, transporte Yumbo-Cali, Resolución CREG 071-2004 Zona Bogotá, transporte por Transmetano, Resolución CREG 015-2001 emitida por la CREG Para el tramo Cogua-Bogotá, Resolución CREG 043-2002
	Distribución	Medellín, Resolución CREG 022-2004 Cali, Resolución CREG 045-2004 Bogotá, Resolución CREG 033-2004 Barranquilla, Resolución CREG 030-2004 Para la Gran Industria se asumió que no pagaban cargo por distribución debido a su posible conexión a la troncal de Gas, y para las PYMES se incluyeron todos los cargos
	Comercialización	USD 0.05 / MBtu para la gran industria USD 0.10 / MBtu para las PYMES
ENERGIA ELECTRICA	Cargos No Regulados	Se utilizó la tarifa largo plazo que presenta el sistema de intercambios comerciales del mercado mayorista, SIC
	Cargos Regulados	Resolución CREG 082-2002 Medellín, Resolución CREG 097-2003 Cali, Resolución CREG 051-2003 Bogotá, Resolución CREG 065-2004 Barranquilla, Resolución CREG 055-2003 Se analizaron todos los niveles de tensión, lo cual abarca tanto el sector industrial como los demás sectores de consumo
CARBON	El precio de este energético fue establecido teniendo como fuentes los precios publicados por la UPME y los precios que están pagando las industrias y plantas de generación.	
GLP	El precio de este energético fue establecido teniendo como fuente los datos publicados por la CREG al respecto, para la Gran industria no se tomó en cuenta el margen minorista, y para las PYMES se involucran todos los cargos de distribución.	
ACPM	El precio de este energético fue establecido teniendo como fuente los datos publicados por ECOPETROL al respecto, para la Gran industria no se tomó en cuenta el margen minorista, y para las PYMES se involucran todos los cargos de distribución.	
FUEL OIL	Debido a que el precio de este energético es establecido libremente por Ecopetrol, se acudió a la UPME, quien suministró los precios de este combustible.	
CRUDO DE RUBIALES	Debido a que el precio de este energético es establecido libremente por Metapetrol, se acudió a la UPME, quien suministró los precios de este combustible.	

Tabla I-4: Principales supuestos del modelo "mapas energéticos"

A continuación se presentarán los resultados del modelo de "Mapas Energéticos" para las ciudades de Cali, Bogotá, Barranquilla y Medellín. En las gráficas se pueden observar los niveles de precio de los diferentes combustibles en cada ciudad y para cada tipo de empresa (Grande o PYME).

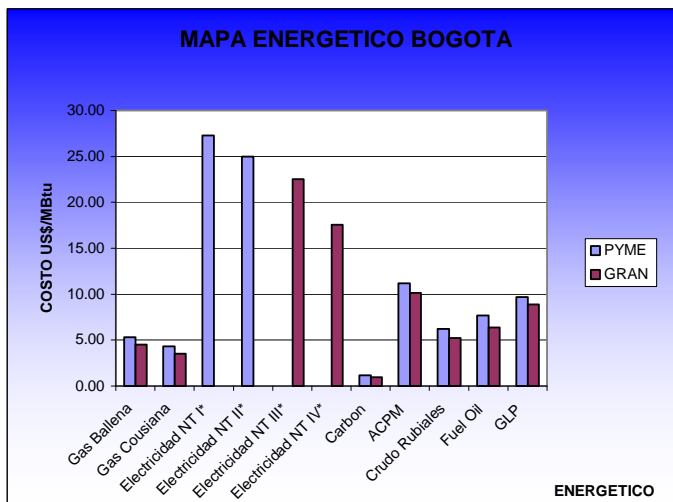


PRECIOS ENERGETICOS US\$/MBtu

	CALI	
	PYME	GRAN
Gas Ballena	5.69	4.88
Gas Cousiana	5.26	4.45
Electricidad NT I*	24.67	N.A.
Electricidad NT II*	22.88	N.A.
Electricidad NT III*	N.A.	20.20
Electricidad NT IV*	N.A.	17.58
Carbon	1.13	0.94
ACPM	11.25	10.22
Crudo Rubiales	5.11	4.26
Fuel Oil	8.08	6.73
GLP	9.21	8.37

* Incluye contribución solidaridad.

Gráfica I-7: Mapa energético Cali

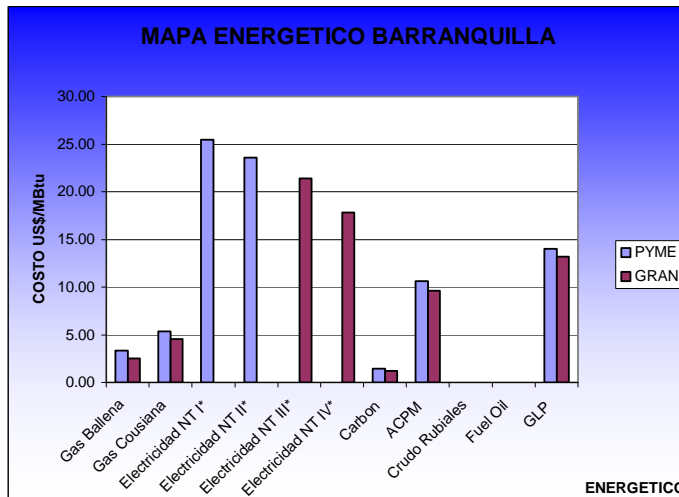


PRECIOS ENERGETICOS US\$/MBtu

	BOGOTA	
	PYME	GRAN
Gas Ballena	5.34	4.52
Gas Cousiana	4.32	3.51
Electricidad NT I*	27.28	N.A.
Electricidad NT II*	25.00	N.A.
Electricidad NT III*	N.A.	22.53
Electricidad NT IV*	N.A.	17.58
Carbon	1.13	0.94
ACPM	11.19	10.16
Crudo Rubiales	6.24	5.20
Fuel Oil	7.67	6.39
GLP	9.70	8.86

* Incluye contribución solidaridad.

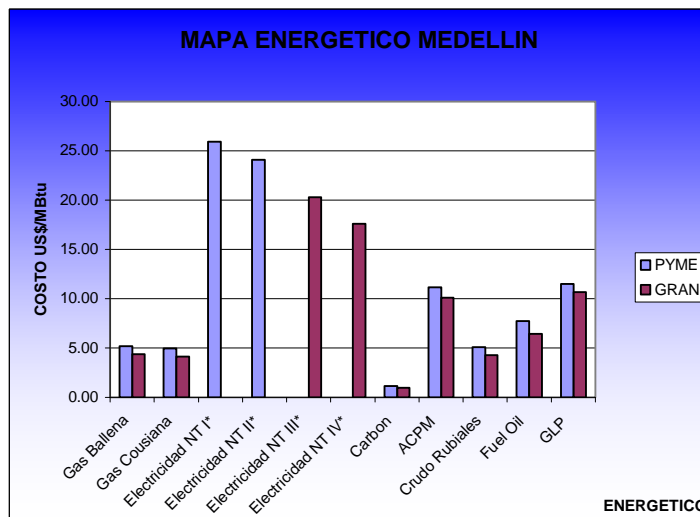
Gráfica I-8: Mapa energético Bogotá



	BARRANQUILLA	
	PYME	GRAN
Gas Ballena	3.32	2.51
Gas Cousiana	5.36	4.54
Electricidad NT I*	25.46	N.A.
Electricidad NT II*	23.59	N.A.
Electricidad NT III*	N.A.	21.42
Electricidad NT IV*	N.A.	17.82
Carbon	1.45	1.21
ACPM	10.63	9.59
Crudo Rubiales	N.A.	N.A.
Fuel Oil	N.A.	N.A.
GLP	14.01	13.17

* Incluye contribución solidaridad.

Gráfica I-9: Mapa energético Barranquilla



	MEDELLIN	
	PYME	GRAN
Gas Ballena	5.19	4.38
Gas Cousiana	4.95	4.14
Electricidad NT I*	25.92	N.A.
Electricidad NT II*	24.08	N.A.
Electricidad NT III*	N.A.	20.27
Electricidad NT IV*	N.A.	17.58
Carbon	1.13	0.94
ACPM	11.15	10.12
Crudo Rubiales	5.11	4.26
Fuel Oil	7.75	6.46
GLP	11.51	10.67

* Incluye contribución solidaridad.

Gráfica I-10: Mapa energético Medellín

Como se puede observar de la comparación de los diferentes energéticos en las diferentes ciudades, el carbón es el energético que tiene más bajo precio por unidad de energía. Sin embargo, su eficiencia y los requerimientos técnicos de uso de los equipos, junto con sus exigencias de tipo logístico y ambiental limitan su utilización a casos muy específicos.

Se observa una relativa competitividad de precios del gas natural con el Crudo de Rubiales en ciertas ciudades del país, posteriormente les siguen los demás combustibles líquidos y finalmente se encuentra la energía eléctrica, que aunque

es la más costosa en muchos casos es de las más utilizadas debido a que numerosos equipos únicamente pueden usar ese energético

En resumen la competitividad del gas en el sector industrial continúa siendo favorable con respecto a la energía eléctrica y los combustibles líquidos: ACPM, GLP y fuel oil. Sin embargo, la competencia es apretada con crudo pesado tipo Rubiales y con el carbón. Sin duda la evolución de la oferta de estos energéticos y sus precios determinarán las posibilidades de que el gas natural se posicione a mediano plazo en el sector industrial.

Sin embargo, es claro que en el pasado las percepciones de insuficiencia en la oferta generaron desconfianza de parte de algunas industrias las cuales prefirieron optar por otros energéticos de mayor proyección en las disponibilidades del recurso para el mercado. Es de esperarse que a partir de la entrada en operación del gas de Cusiana, se lleve un mensaje tranquilizador en el sentido de que se contará con el gas que requiere el desarrollo industrial del país. Por otra parte, de los resultados de las encuestas del estudio del Banco Mundial se encuentra una percepción negativa sobre la manera como se han administrado los precios del gas a las industrias. Hablan los encuestados sobre las promesas de gas barato al inicio del proceso de masificación de gas, las cuales no se cumplieron debido en parte al incremento en las tarifas de gas hacia el Valle del Cauca. En el mediano y largo plazo, un elemento fundamental en la penetración del gas natural en la industria serán las tarifas de transporte de gas y en particular las nuevas políticas comerciales de ECOGAS una vez se concrete la vinculación del nuevo inversionista estratégico lo que debe ocurrir en el segundo semestre de 2005.

II EL IMPACTO DEL PLAN DE GAS EN EL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.

II. 1 INTRODUCCIÓN Y MARCO CONCEPTUAL

II. 1. 1 ANTECEDENTES

Una vez sancionadas las leyes 142 y 143 de 1994, se dio paso a la participación del sector privado en el sector eléctrico en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, las cuales con anterioridad a la entrada en vigencia de estas disposiciones, estaban a cargo del Estado.

La presentación, aprobación y sanción de estas leyes se desarrolló de manera paralela a la implantación del Plan de Masificación del Gas combustible con lo cual se daba plena ejecución a las políticas de gobierno las cuales propendían por un cambio en la composición de la matriz energética de la sociedad colombiana. Estos esfuerzos permitieron iniciar la penetración del gas natural en el interior del país, lo que aunado a las mejoras tecnológicas de las plantas de generación y a las consideraciones de los posibles impactos ambientales de la operación de plantas con carbón mineral, hicieron que el gas natural pasara de ser un energético importante en el parque de generación eléctrica de la Costa Atlántica y con ninguna participación en el interior del país, a un energético fundamental en el contexto nacional y en particular en el desarrollo del sector eléctrico colombiano.

La entrada de nuevos agentes especialmente en las actividades de generación y distribución, gracias a la apertura auspiciada por las Leyes 142 y 143 de 1994, le permitió al sector eléctrico colombiano lograr grandes cambios tanto en la capacidad como en la composición de la generación de energía a nivel nacional. Es así como el país pasó de una capacidad instalada al finalizar el año 1994 de

10,080 MW⁷ a 13,354 MW⁸ al término del primer trimestre de 2005, con un aumento de 32.5%, mientras que la relación entre la capacidad hidráulica .vs. térmica pasó de 78% vs. 22% en 1994 a 66.9% vs. 32.8% en 2005.

La instalación de nuevas plantas de generación térmica en el interior del país tuvo como objetivo que el sistema nacional fuera menos vulnerable a fenómenos de difícil predicción como lo es el de El Niño. El presente capítulo tiene como objetivo determinar si las adiciones en la generación térmica a base de gas natural en particular en el interior del país le brindaron al sistema interconectado eléctrico colombiano la solidez y firmeza para afrontar la ocurrencia de este fenómeno a finales del año 1997 y comienzos de 1998, y lo que hubiera ocurrido en términos de la confiabilidad en el abastecimiento de energía eléctrica si no se hubiera contado con el aporte energético de los nuevos proyectos térmicos.

II. 1. 2 VALORACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

La Evaluación del Plan de Masificación del Gas Combustible y su impacto en el Sector Eléctrico comprende dos tipos de análisis los cuales se desarrollarán en el periodo 1997-2004, a saber:

- Evaluación del Sector Eléctrico colombiano bajo las situaciones de Con y Sin Plan de Gas. En este caso el análisis determinará las diferencias en energía racionada y su impacto (costo de racionamiento), los costos de energía transada y de operación en ambos casos.
- Evaluación del Sector Eléctrico bajo las situaciones de Con Plan de Gas y Con Plan Alternativo. Para este caso, se determinará las diferencias en energía racionada y su impacto (costo de racionamiento), los costos de energía transada y de operación en ambos casos.

Cuando se analiza la situación sin Plan de Gas, se asume que la expansión del sistema eléctrico comprende los nuevos proyectos a gas en la Costa Atlántica pero excluye las nuevas plantas de generación térmica a gas en el interior. Se considera que aún sin una formalización del Plan de Masificación de Gas como fue establecido en los documentos del CONPES de los años 1991 y 1993, los proyectos localizados en la Costa Atlántica hubieran seguido su curso debido a que ya contaban con la fuente de abastecimiento del gas de la Guajira y un sistema de transporte consolidado que hacía posible la entrega del gas natural. Los proyectos localizados en el interior del país cuyo impacto en el abastecimiento de energía eléctrica será el objeto de la evaluación del presente capítulo, se presentan en la Tabla II-1.

⁷ 2,217 MW (22%) térmicos, 7,863 MW (78%) hidráulicos. No se incluyen 110 MW de generación con APCM

⁸ 8,935.8 MW (66.9%) hidráulicos, 4,375 MW (32.8%) térmicos y los restantes 44.7 MW a plantas en cogeneración y eólico. En la capacidad hidráulica se adicionaron las plantas menores.

PLANTA	CAPACIDAD (MW)
TERMOVALLE	214
TERMOEMCALI	233
TERMO SIERRA CA	300
TERMO SIERRA CC	189
TERMOCENTRO	285
TERMODORADA	52
MERILECTRICA	157
TOTAL	1430

Tabla II-1: Proyectos termoeléctricos a gas del interior del país

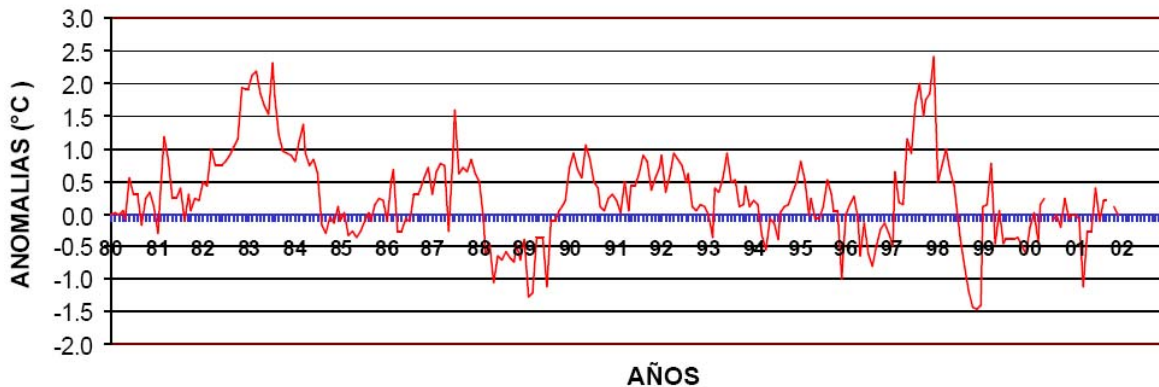
II. 1. 3 EL FENÓMENO DEL NIÑO 1997 – 1998

La evaluación del impacto del Plan de Gas en el Sector Eléctrico Colombiano entre 1997-2004, tiene una gran importancia debido a que en el periodo 1997-1998 se presentó el fenómeno de El Niño de intensidad extraordinaria que ha sido catalogado como el más agudo en la historia reciente del país, aún con respecto al ocurrido entre los años 1991-1993, que puede calificarse como de intensidad moderada. Para el fenómeno ocurrido en el período 1997-1998, todas las cuencas hidrológicas a excepción de la Orinoquía y Amazonía presentaron una sensible disminución en sus niveles y caudales, al punto que en enero de 1998 se registraron las precipitaciones más bajas de los anteriores 50 años, con valores promedio de reducción del 40%⁹.

Los fenómenos de El Niño presentan diferentes intensidades: débil, moderada, fuerte y extraordinaria, siendo éstos últimos muy poco frecuentes. La variable clave en esta clasificación es el cambio en la temperatura superficial de las aguas de la zona ecuatorial del Océano Pacífico con respecto a la media de referencia. Las herramientas y modelos meteorológicos permiten cierto nivel de predicción, pero su precisión y alcance son limitados. Estas herramientas no estaban en capacidad de pronosticar la inesperada intensificación de El Niño en 1993, tras el fenómeno moderado de 1991 a 1992 y tampoco anticiparon la aparición de un Niño extraordinario en 1997 que comenzó antes de lo esperado, fue mucho más intenso de lo previsto y el agua del océano se calentó más rápidamente de lo habitual. Otros fenómenos como el de 1982 y 1983 sorprendieron a todo el mundo porque ocurrió en un momento tardío del año y fueron más intensos de lo pronosticado; en la actualidad, el conocimiento y relevancia en el análisis climático permite establecer un nivel de predicción de ocurrencia o no del fenómeno hasta con tres meses de anticipación. La Gráfica II-1 muestra las variaciones históricas de temperatura de la superficie del Océano Pacífico (principal variable de

⁹ IDEAM, *Efectos naturales y socioeconómicos del fenómeno El Niño en Colombia*. Bogotá, 2002

caracterización del fenómeno) con el fin de ilustrar la severidad del mismo en los años 1997 – 1998.



Gráfica II-1: Secuencia de las anomalías de la temperatura de la superficie del mar registradas en Tumaco (1980 - 2002)¹⁰

De ahí la importancia de desarrollar una metodología de análisis a fin de conocer la manera cómo hubiera evolucionado la situación nacional si el sistema eléctrico colombiano no hubiera contado con las plantas térmicas a gas en el interior del país durante el desarrollo del referido fenómeno en los años 1997-1998.

II. 1. 4 DESARROLLO DEL ANÁLISIS

Para estos efectos se cuenta con los resultados de la operación del sistema eléctrico desde el año de 1997, cuando las primeras plantas a gas natural en el interior del país iniciaron su operación comercial. En efecto, se tiene información sobre la demanda y las series hidrológicas reales, lo mismo que todos los demás datos de generación tanto hidráulica como térmica y los precios en el mercado mayorista de la energía eléctrica. Sin embargo, como ya se indicó, no se sabe lo que hubiera ocurrido de no haber entrado en operación las plantas a gas en el interior del país, y es la comparación entre el caso real “Con Plan de Gas” y el caso hipotético “Sin Plan de Gas” la base del primer análisis que se realizará en el presente capítulo. A fin de lograr este propósito, es necesario diseñar una metodología para el análisis que nos permita colocar los casos Con y Sin Plan de Gas en el mismo plano de evaluación a fin de establecer las diferencias entre uno y otro. Esa herramienta debe considerar la operación del sistema interconectado nacional de tal manera que el caso “Con Plan de Gas” arroje resultados similares a los reales a fin de que la comparación con el caso “Sin Plan de Gas” ofrezca resultados que nos conduzcan a establecer comparaciones significativas.

Todos los casos “Con Plan de Gas”, “Sin Plan de Gas” y el “Plan Alternativo” se evaluaron utilizando la herramienta de simulación actualmente a disposición de la

¹⁰ Ídem nota 9

UPME como es el MPODE¹¹ de la misma manera como lo hubiera hecho un planificador energético al comparar el caso real (“Con Plan de Gas”) contra el caso hipotético (“Sin Plan de Gas”).

Las actividades que se desarrollaron a fin de que el Modelo MPODE pudiera ser utilizado para analizar los casos “Con Plan de Gas” y “Sin Plan de Gas” fueron las siguientes:

1-) Recolección de toda la información histórica referente a: hidrologías, niveles de embalse, disponibilidad de plantas, demanda de potencia y energía, fechas de entrada y retiro de plantas, entradas y retiros de circuitos de transmisión, configuración del sistema de transmisión y parámetros de las líneas de dichos circuitos, costos de combustibles a disposición del planificador y otras variables de operación, a partir de Julio de 1997. En el Anexo No. 1, se presenta una descripción de las principales variables del sistema.

2-) Construcción de los casos en el del Modelo MPODE con los datos de entrada antes mencionados, a fin de que los resultados del modelo con los datos reales arrojen resultados similares al llamado caso real (“Con Plan de Gas”).

3-) Preparación de los datos de entrada al Modelo para el caso “Sin Plan de Gas”, para lo cual se excluyen las plantas térmicas a base de gas natural construidas en el interior del país.

4-) Análisis diferenciales y conclusiones.

Los resultados del Modelo se refieren a tres aspectos que constituyen el eje de la valoración de la operación del sistema eléctrico “Con Plan de Gas” y “Sin Plan de Gas” a saber:

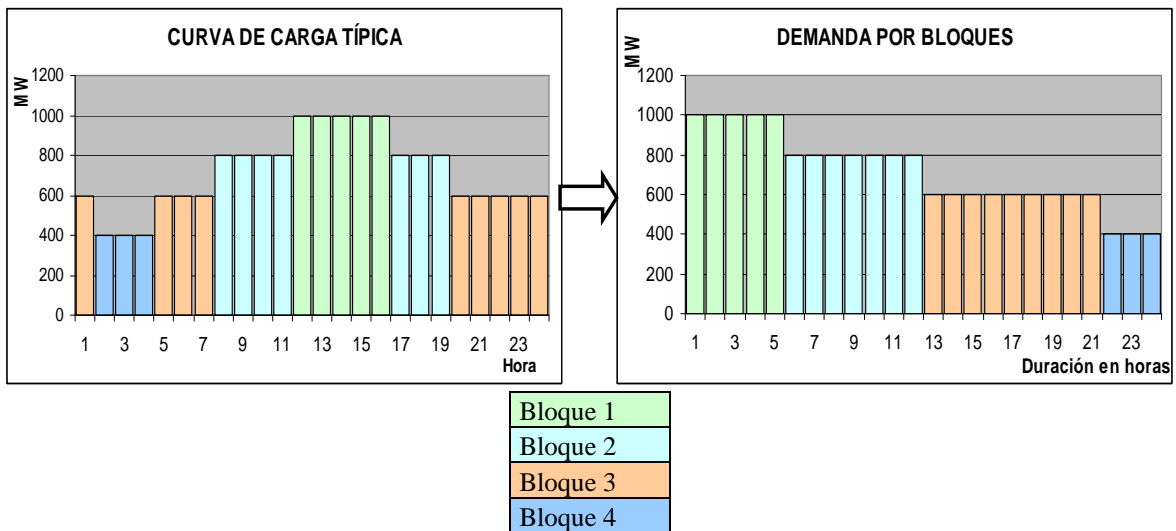
- Diferencial de la energía racionada y sus respectivos costos.
- Diferencial entre los precios marginales del sistema eléctrico y su efecto en la energía transada en bolsa.
- Diferencial de costos operativos térmicos

En el análisis se excluyeron los aspectos relativos a regulación de frecuencia, AGC y otros. Los costos operativos hidráulicos, dado que tienen una dependencia de la situación hidrológica y por consiguiente una valoración a costo de oportunidad no se incluyen para no distorsionar el análisis.

¹¹ MPODE, Modelo de Planeación y Operación Dual Estocástico (SDDP), desarrollado por Power System Research, de cuya licencia dispone la UPME

II. 1. 5 VALORACIÓN DEL DÉFICIT

Con el fin de evaluar el costo del déficit (costo de racionamiento) el modelo de operación MPODE trata la demanda por bloques en cada uno de los cuales se tiene la demanda agregada según bandas horarias, cuya comparación con la oferta de energía permite establecer el déficit en cada caso. El diagrama que se presenta en la Gráfica II-2 muestra una representación simplificada del sistema de análisis por bloques de demanda.



Gráfica II-2: Transformación de la curva de carga al concepto de bloques

La anterior convención de colores de cada bloque permite entender la metodología de ordenamiento de la demanda: las horas pico de consumo durante el día constituirán el Bloque 1 de demanda el cual se ordena de acuerdo a la duración de dicho bloque; el siguiente escalón de demanda, constituirá el Bloque 2 que se ordenará justo después del anterior, y de acuerdo a su duración; esta metodología se repetirá hasta el número de bloques definidos en el modelo (usualmente cinco).

Hay que anotar que el costo de racionamiento depende a su vez del porcentaje del déficit sobre la demanda total para cada bloque. Por ejemplo, para el año 1998 si el déficit era menor o igual a 1.5% de la demanda el costo era de 198.82 USD/MWh mientras que si el déficit era mayor a 1.5% el costo se ajusta a su vez a 360.46 USD/MWh.

Las corridas del modelo de operación deben tener como variable de entrada la demanda de energía por bloques dentro de la curva de carga. Una vez se corren los modelos se obtienen los déficit por bloque los cuales son agregados en el déficit total del mes. Dependiendo del valor del déficit (energía) por bloque de demanda no atendida, este déficit es valorado de acuerdo a costos de

racionamiento y en tal sentido la valoración económica del déficit total es diferente para cada una de las dos alternativas energéticas en consideración: gas y carbón.

II. 1. 6 DIFERENCIAS ENTRE LOS MODELOS Y LAS REALIDADES

Los modelos de planificación permiten simular el posible comportamiento de la operación de los sistemas eléctricos a fin de encontrar las alternativas de desarrollo sectoriales que minimicen los costos globales de inversión y operación del sistema.

Es claro, sin embargo, que los resultados de la aplicación de estos modelos son aproximaciones al mundo real. Desde luego que la cercanía entre la realidad y la simulación dependerá de la estructura misma de los modelos que se utilicen, de la calidad de la información y en general de los datos de entrada. Sin embargo, siempre habrá diferencias en ambos casos las cuales se deben a diversidad de factores tales como los que se indican a continuación:

- En un modelo de planificación se busca el óptimo global, mediante el planteamiento de una función objetivo sujeta a las restricciones de operación. Por otra parte, en la realidad de los mercados los diferentes agentes buscan maximizar su propio beneficio. El óptimo global no necesariamente coincide con la sumatoria de los óptimos individuales.
- Los modelos MPODE y SUPEROLADE no perciben los riesgos que afrontan los inversionistas y los operadores, mientras que las decisiones del mundo real están enmarcadas en el manejo de los riesgos en que incurren los agentes. Un ejemplo podría ser el manejo del agua, la cual en el modelo tiene un costo de oportunidad depende de los otros recursos energéticos y de la hidrología misma, pero no se tienen en cuenta consideraciones especulativas.
- Los modelos arrojan un costo marginal mientras que el sistema en la realidad trabaja sobre la base de precios que ofertan los agentes.
- Las percepciones de riesgo sobre la disponibilidad de recursos energéticos no tienen una manera de ser tratados en el modelo y necesitan de unos análisis exógenos para su incorporación, debido a que el modelo no analiza los temas contractuales de energéticos. En efecto, si hay una planta que hace parte del plan de expansión, el modelo asume que existen los recursos energéticos para su operación. De otra parte, el análisis no consideró situaciones de atentados terroristas que impacten el abastecimiento de energía eléctrica en sectores geográficos particularmente sensibles.
- Mientras que en la realidad se trabaja sobre la base de despacho hora a hora de manera diaria, en el modelo la resolución empleada fue de carácter mensual

En síntesis, el modelo no sustituye a la realidad debido a que no se tienen todos los elementos de información necesarios para determinar con plena exactitud el comportamiento de los sistemas a mediano y largo plazo y por consiguiente, no es posible establecer una formulación que involucre a todas las variables que actúan en la operación y que conduzcan a una réplica de la realidad.

II. 2 CASOS CON Y SIN PLANTAS A GAS EN EL INTERIOR.

Con el objetivo de determinar el efecto de las plantas Termodorada, Termocentro, Termosierra, Merilétrica, Termoemcali, Termovalle, ubicadas en el interior del país sobre el sistema de interconexión nacional, se corrieron los modelos MPODE a fin de considerar dos escenarios. En el primero de ellos se analizó la instalación de estas plantas de acuerdo a su fecha de entrada en pruebas u operación comercial y en el segundo, sin considerar la entrada de las mismas.

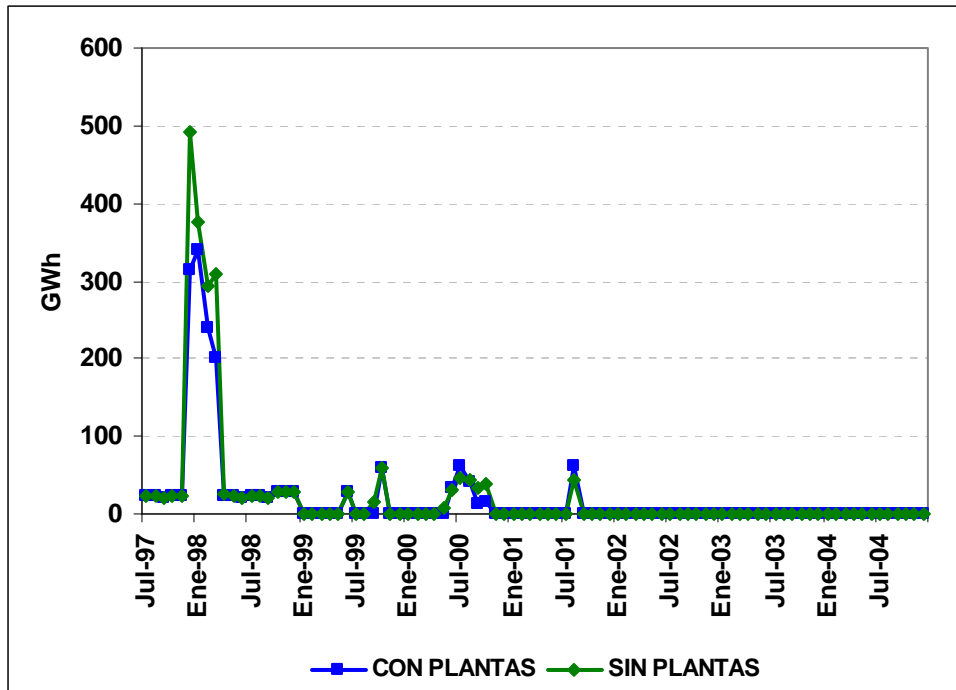
El resultado de la simulación del sistema utilizando el modelo MPODE para los escenarios con y sin plantas de gas natural en el interior del país, permite obtener información sobre el costo marginal del sistema, la generación térmica e hídrica, demanda no atendida o déficit del sistema, estado del embalse y volumen para el horizonte de análisis julio de 1997 a diciembre de 2004¹². El modelo empleó una resolución de simulación de carácter mensual y no diaria como ocurre en la realidad.

II. 2. 1 COSTOS DE RACIONAMIENTO

Una vez valorados los racionamientos que hubieran ocurrido en el sistema eléctrico nacional de no contar con las plantas térmicas a gas en el interior, para el periodo comprendido entre julio de 1997 y el 31 de diciembre de 2004, se encuentra que el racionamiento en el caso “Con Plantas” es de 1738.52 GWh y en el caso “Sin Gas” es de 2155.15 GWh, lo que arroja una diferencia de 416.63 GWh, de los cuales 375.86 GWh (aproximadamente el 90%) se evitaron en el periodo de Diciembre de 1997 hasta el mes de abril 1998. Este es el resultado de la aplicación del MPODE a la situación Con y Sin Plan de Gas y se refiere específicamente al diferencial en la energía racionada en ambos casos.

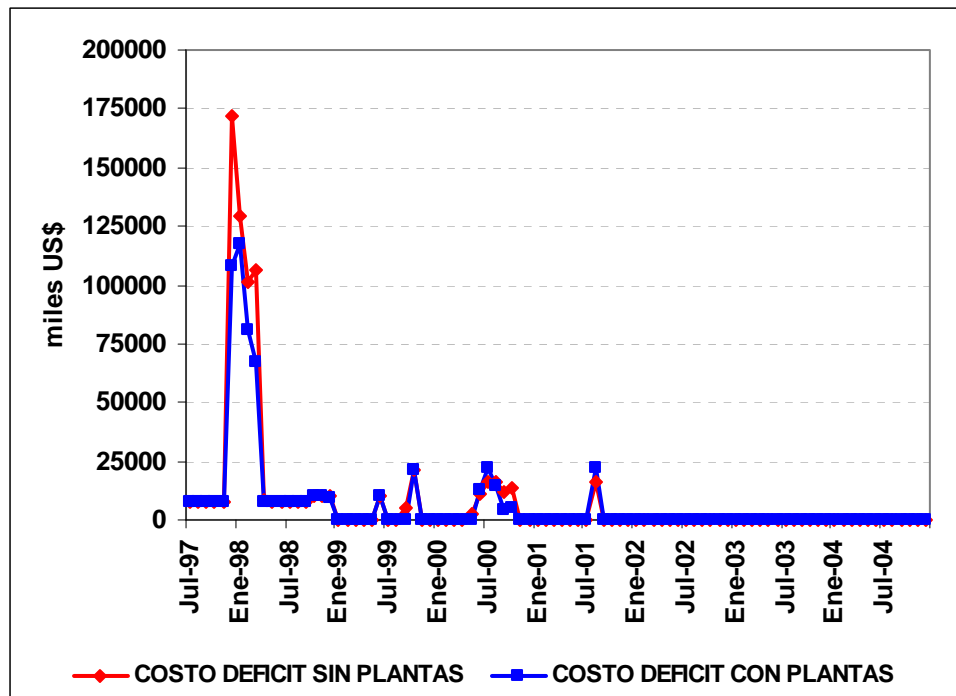
En la Gráfica II-3 se presentan los resultados del déficit obtenido a partir del modelo para los casos “Con y Sin” la instalación de plantas a gas en el interior.

¹² No se consideró en el análisis la ampliación de la interconexión a Ecuador hasta llegar a 250 MW la cual entró en operación en marzo de 2003.



Gráfica II-3: Déficit del sistema (racionamiento)

A partir de esta información sobre déficit del sistema se procedió a su valoración a partir de los costos de racionamiento presentados en el Anexo 1. Los correspondientes a los años 1997 y 1998 fueron definidos por ISA mientras que desde enero de 1999 en adelante se establecieron por parte de la UPME con base en estudios contratados por la Unidad. Los costos ocurridos de manera mensual para el horizonte de análisis se presentan en la Gráfica II-4. Estos resultados son los obtenidos por el MPODE para los casos de Con y Sin Plan.



Gráfica II-4: Costos del déficit del sistema colombiano

Los resultados muestran que entre el mes de julio de 1997 y el mes de diciembre de 1998, los menores costos de racionamiento por la instalación de plantas a gas en el interior del país ascendieron a 148 millones de USD (dólares de 2004). Al realizar el análisis para todo el horizonte de planeamiento los ahorros alcanzados fueron de 162 millones de USD (dólares de 2004), lo cual correspondería aproximadamente a la instalación de una planta térmica a de ciclo simple de 300 MW, una de ciclo combinado de 200 MW o una planta hidráulica de 100 MW.

En la Tabla II-2 se presentan los menores costos por la posible ocurrencia del déficit y su mitigación con la instalación de plantas a gas en el interior del país.

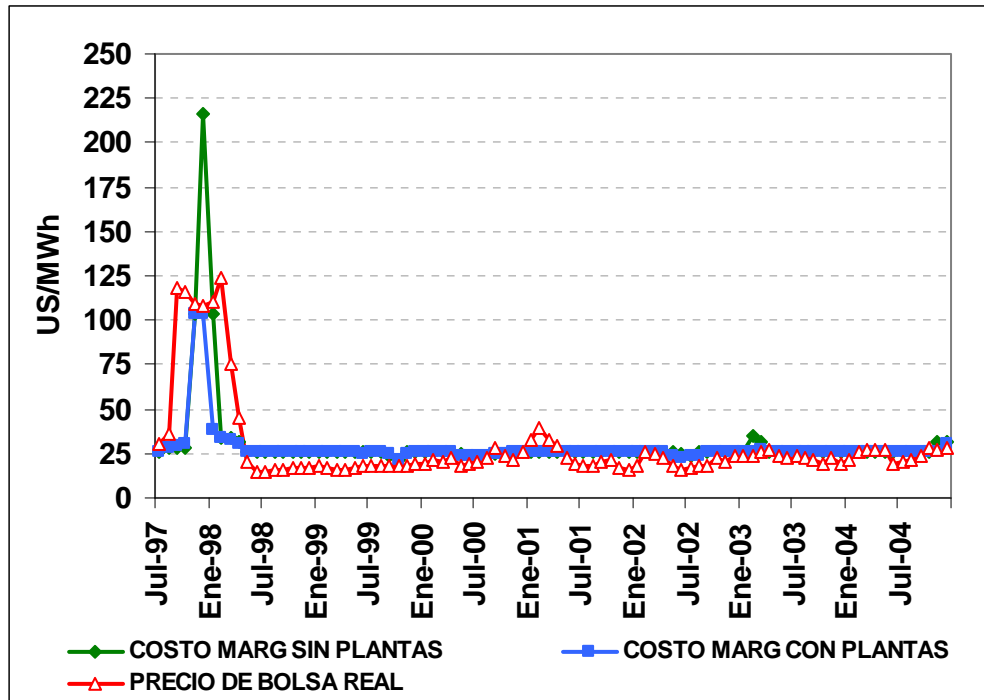
DEFICIT CON PLANTAS EN EL INTERIOR			
AÑO	COSTO DEL DÉFICIT US\$	INFLACIÓN	DÓLARES DE 2004
1997	\$ 147,391,500		\$ 158,294,763
1998	\$ 342,074,070	-2.5%	\$ 376,798,918
1999	\$ 31,235,581	0.9%	\$ 34,099,492
2000	\$ 58,491,221	5.7%	\$ 60,410,722
2001	\$ 22,157,000	1.1%	\$ 22,635,138
2002	\$ -	-2.3%	\$ -
2003	\$ -	5.3%	\$ -
2004	\$ -	-0.7%	\$ -
TOTAL Dólares 2004			\$ 652,239,033

DEFICIT SIN PLANTAS EN EL INTERIOR			
AÑO	COSTO DEL DÉFICIT US\$	INFLACIÓN	DÓLARES DE 2004
1997	\$ 211,390,300		\$ 227,027,864
1998	\$ 414,589,300	-2.5%	\$ 456,675,362
1999	\$ 37,202,571	0.9%	\$ 40,613,581
2000	\$ 71,849,400	5.7%	\$ 74,207,275
2001	\$ 15,792,004	1.1%	\$ 16,132,788
2002	\$ -	-2.3%	\$ -
2003	\$ -	5.3%	\$ -
2004	\$ -	-0.7%	\$ -
TOTAL Dólares 2004			\$ 814,656,870
Diferencia SIN - CON PLANTAS USD Dic 2004			\$ 162,417,837

Tabla II-2: Costos del déficit de energía

II. 2. 2 COSTO MARGINAL Y DE ENERGÍA TRANSADA.

El comportamiento del costo marginal del sistema con y sin la entrada de proyectos a gas en el interior del país, se aprecia en la Gráfica II-5. Se observa que la entrada de las plantas de gas en el interior implicó una diferencia considerable en la variable antes anotada al punto que para los meses de enero y febrero de 1998, la diferencia en el costo marginal con y sin proyectos era de 112.14 US\$/MWh (83.26 \$/kWh) y 65.48 US\$/MWh (48.79 \$/kWh) para cada mes.



Gráfica II-5: Costo marginal de energía

A continuación se procedió a valorar los efectos de la diferencia del costo marginal con y sin plantas a gas en el interior donde se observa que el ahorro alcanzado en la energía transada en bolsa en el horizonte de análisis (julio de 1997-diciembre de 2004) fue de 265.7 millones de USD. Los principales beneficios se alcanzaron entre Julio de 1997 y diciembre de 1998, periodo en el cual dichos ahorros llegaron a 221.5 millones USD (de diciembre de 2004). Las cifras se presentan en la Tabla II-3.

AÑO	COSTO MARGINAL CON PLANTAS US\$/MWh	COSTO MARGINAL SIN PLANTAS US\$/MWh	COSTO MARGINAL CON PLANTAS US\$/MWh Dólar de 2004	COSTO MARGINAL SIN PLANTAS US\$/MWh Dólar de 2004	COMPRA DE ENERGÍA EN BOLSA GWh	PAGO POR COMPRA DE ENERGÍA CON PLANTAS US\$ Dólar 2004	PAGO POR COMPRA DE ENERGÍA SIN PLANTAS US\$ Dólar 2004	AHORROS POR ENTRADA DE PLANTAS US\$ Dic. 2004
1997	53.39	71.81	57.34	77.13	6,363.30	\$ 364,868,547	\$ 490,772,913	\$ 125,904,365
1998	28.53	34.32	31.42	37.80	14,996.76	\$ 471,258,860	\$ 566,870,156	\$ 95,611,296
1999	25.17	25.39	27.47	27.72	16,289.42	\$ 447,548,093	\$ 451,527,029	\$ 3,978,936
2000	25.11	25.22	25.94	26.05	15,787.40	\$ 409,470,351	\$ 411,231,344	\$ 1,760,993
2001	26.00	26.00	26.56	26.56	17,512.74	\$ 465,157,076	\$ 465,157,076	\$ -
2002	25.24	25.73	26.40	26.91	16,286.95	\$ 429,923,638	\$ 438,258,456	\$ 8,334,818
2003	26.06	27.19	25.87	27.00	17,131.79	\$ 443,281,066	\$ 462,626,395	\$ 19,345,329
2004	26.33	26.97	26.33	26.97	17,144.15	\$ 451,489,762	\$ 462,303,434	\$ 10,813,673
TOTAL						\$ 3,482,997,392	\$ 3,748,746,802	\$ 265,749,410

Tabla II-3: Ahorros por menores costos de energía transada en bolsa

Se concluye del análisis anterior que el impacto de las plantas térmicas a gas en el interior del país es mayor dados los menores costos de la energía transada que por concepto de los ahorros en los costos de racionamiento del sistema entre los casos Con y sin Plan de Gas.

II. 2. 3 COSTO OPERATIVOS TÉRMICOS DEL SISTEMA:

Se valoraron los costos operativos del sistema "Con y Sin" la entrada de plantas de gas en el interior los cuales se presentan en la Tabla II-4. Se puede ver que para los años 1997 a 2002, la instalación de las plantas térmicas en el interior representó unos mayores costos operativos en el sector térmico para el país por una suma aproximada de 123 millones de USD. Esto se puede explicar debido a la mayor capacidad instalada que aportan las plantas a gas y que se traduce en mayores costos de operación (1430 MW). Sin embargo a partir del año 2003 se observa que este costo deja de ser mayor en el caso Con Plantas, debido a que el menor crecimiento de la demanda y los aportes hídricos han permitido un mejor aprovechamiento del parque de generación aumentando la participación de la generación hidráulica en la generación de energía total.

El efecto combinado de costos de racionamiento, energía transada e inversión en el periodo completo de análisis (1997-2004) se verá en el numeral II. 4 más adelante.

COSTO OPERATIVO TÉRMICO CON PLANTAS A GAS EN EL INTERIOR			
AÑO	COSTO OPERATIVO USD	INFLACIÓN	DÓLARES DE 2004
1997	\$ 145,176,000		\$ 155,915,372
1998	\$ 358,537,000	-2.5%	\$ 394,933,044
1999	\$ 250,655,000	0.9%	\$ 273,636,923
2000	\$ 297,063,000	5.7%	\$ 306,811,689
2001	\$ 334,307,000	1.1%	\$ 341,521,189
2002	\$ 390,214,600	-2.3%	\$ 408,019,702
2003	\$ 283,888,000	5.3%	\$ 281,900,784
2004	\$ 355,470,000	-0.7%	\$ 355,470,000
TOTAL Dólares 2004			\$ 2,518,208,703

COSTO OPERATIVO TÉRMICO SIN PLANTAS EN EL INTERIOR			
AÑO	COSTO OPERATIVO USD	INFLACIÓN	DÓLARES DE 2004
1997	\$ 143,614,000		\$ 154,237,823
1998	\$ 325,406,000	-2.5%	\$ 358,438,828
1999	\$ 224,415,000	0.9%	\$ 244,991,044
2000	\$ 275,814,000	5.7%	\$ 284,865,363
2001	\$ 330,416,000	1.1%	\$ 337,546,223
2002	\$ 320,150,000	-2.3%	\$ 334,758,124
2003	\$ 297,704,000	5.3%	\$ 295,620,072
2004	\$ 384,492,000	-0.7%	\$ 384,492,000
TOTAL Dólares 2004			\$ 2,394,949,477

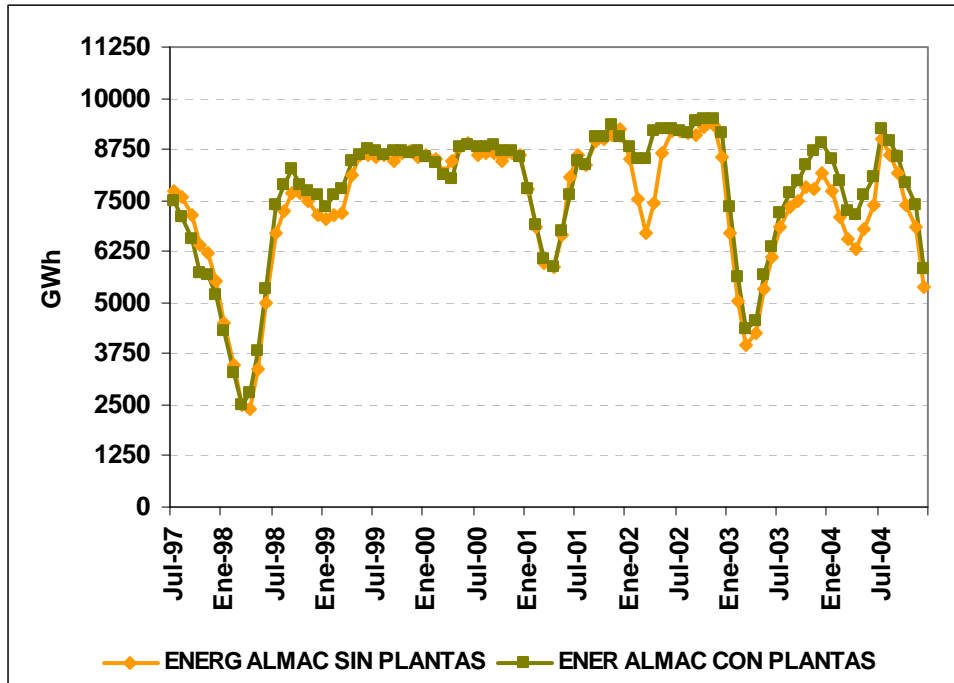
Diferencia SIN - CON PLANTAS USD Dic-2004		-\$ 123,259,226
--	--	------------------------

Tabla II-4: Costo operativo térmico CON y SIN plantas de gas

II. 2. 4 OTROS EFECTOS DE OPERACIÓN

II.2.4.1 NIVELES DEL EMBALSE AGREGADO

El modelo de planeación utiliza criterios de simulación de mínimo costo el cual busca al final del horizonte maximizar el uso del agua y minimizar el costo de operación del sistema. En la Gráfica II-6 se presenta la evolución del embalse agregado “Con y Sin Plan de Gas”.



Gráfica II-6: Evolución del embalse agregado CON y SIN plantas de gas

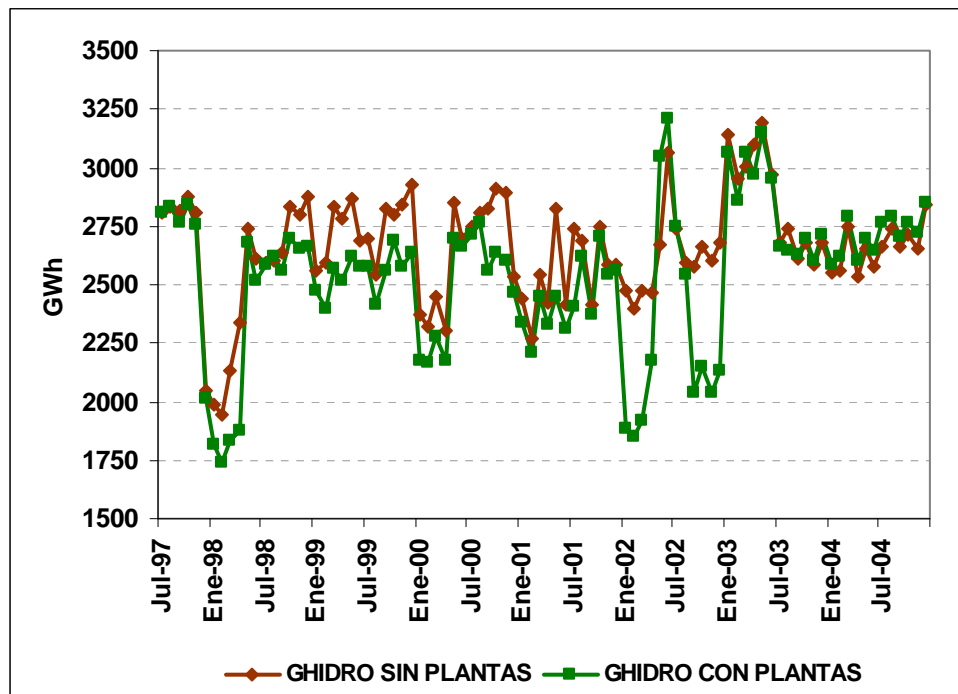
De la gráfica anterior se tienen las siguientes observaciones:

- Independientemente de la instalación o no instalación de las plantas a gas en el interior del país, el embalse agregado estuvo en una situación crítica en particular en el periodo comprendido entre Diciembre/97 y Marzo/98. Como se verá un poco más adelante, a comienzos de 1998 fue necesario modificar las reglas de intervención de los embalses. Por consiguiente, de no haber contado con la generación de plantas a gas en el interior del país, esa intervención hubiera sido más drástica.
- Otro efecto de la instalación de dichas plantas es que han permitido mitigar el desembalsamiento de las plantas hidráulicas en el país con especial atención en los veranos. En efecto, como puede observarse durante los periodos de verano 1998-1999, 2001-2002 y 2003-2004, es notorio el efecto de la mayor energía

embalsada lo cual incidió no sólo en menores precios de la bolsa de energía eléctrica sino también en una mejor preparación del sistema para afrontar situaciones de hidrología crítica e interrupciones en el servicio por atentados terroristas.

II.2.4.2 GENERACIÓN HIDRÁULICA Y TÉRMICA

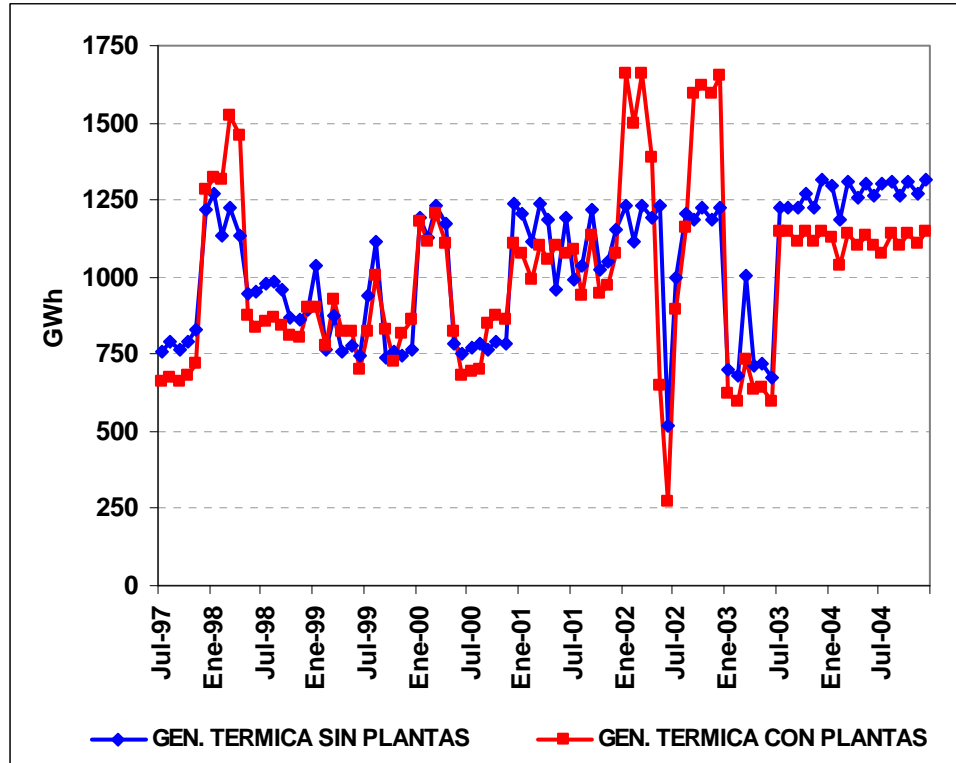
Para los dos casos simulados se obtuvo la generación hidráulica y térmica que posiblemente se hubiese presentado en el sistema. Dichas generaciones se presentan a continuación en la Gráfica II-7: y en la Gráfica II-8.



Gráfica II-7: Generación hidráulica en los casos con y sin plantas de gas

De esta gráfica se puede observar cómo el modelo de simulación de operación en el caso de la generación hidráulica Sin Plantas a gas, con el fin de disminuir el posible racionamiento de la demanda de energía, obliga al sistema a generar mucho más con energía hidráulica ya que no tiene más recursos energéticos disponibles, lo cual implica que el embalse muy seguramente se acercará más rápidamente a sus mínimos operativos. En el caso de la generación hidráulica con plantas a gas natural, ésta disminuye debido a que el recurso térmico permite un mejor manejo del embalse agregado y en consecuencia almacena más agua para el futuro. Esto se puede verificar con el gráfico de energía almacenada presentado anteriormente.

En el caso de la generación térmica la situación se presenta de manera contraria como se indica en la Gráfica II-8:



Gráfica II-8: Generación térmica en los casos con y sin plantas de gas

II.2.4.3 LOS MÍNIMOS OPERATIVOS

La metodología y concepto de los mínimos operativos fueron definidos en la resolución CREG-025 de 1995 Código de Operaciones; dicha metodología estableció niveles de embalse y reglas de intervención de los mismos, bajo el objetivo fundamental de proteger el sistema interconectado nacional contra una contingencia hidrológica hasta del 95% de probabilidad de ser superada.¹³ Estos niveles se deben calcular estacionalmente, o cada vez que las condiciones del sistema interconectado así lo ameriten.

Las definiciones básicas de la resolución 025/95 son las siguientes:

“Nivel mínimo operativo inferior:

Es un límite operativo de un embalse, por debajo del cual el precio de oferta de las plantas asociadas debe ser mayor que el precio de oferta mas alto del SIN en cada hora.

Nivel mínimo operativo superior:

¹³ Criterio complementado en Resolución CREG 100/97

Es un límite operativo de un embalse, por debajo del cual la energía almacenada solo se permite utilizar si todas las unidades térmicas están despachadas.”

La metodología detallada del cálculo de mínimos operativos, los cuales son definidos por el CND, parte de la información operativa vigente, la hidrología de diferente probabilidad de ser superada para cada mes, la disponibilidad esperada de las plantas térmicas, el volumen inicial de los embalses y realizando un proceso iterativa efectúa las simulaciones que determinen la cantidad de energía requerida para superar la hidrología crítica, la cual es distribuida en todos los embales del sistema.

La metodología inicial, indicaba que una vez un embalse se encontrara por debajo de su nivel mínimo operativo superior, su precio de oferta se reemplazaba por un valor superior en 1 \$/MWh al mayor precio ofertado e inferior al costo de racionamiento; sin embargo, durante la crisis de El Niño 1997-98, la CREG expidió la resolución 018-98 que modificó las normas de intervención de precios, mediante una metodología mucho más compleja, que pretendía dar al mercado una señal de escasez sobre el recurso hídrico, teniendo en cuenta el costo de oportunidad y los niveles mismos de los embalses.

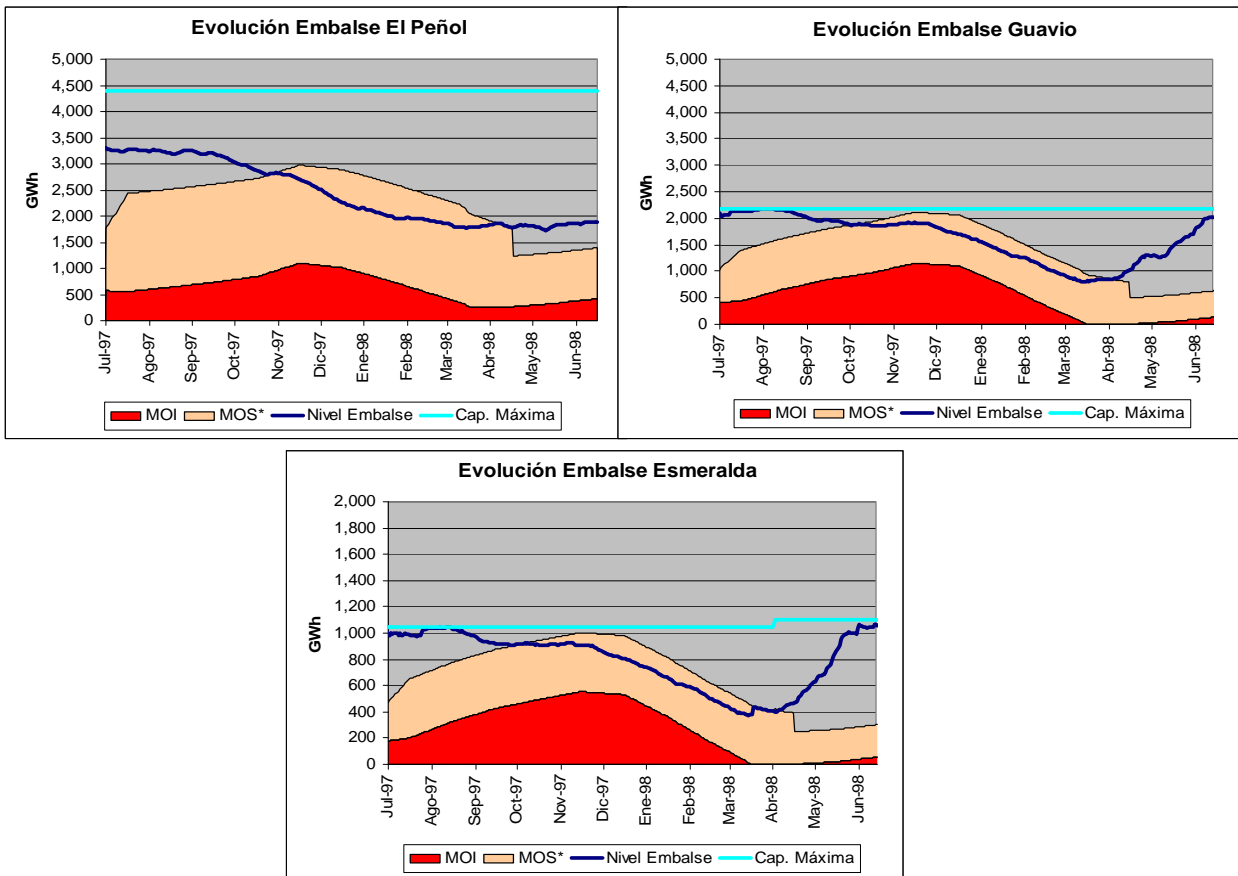
Esta metodología, determinaba reglas de intervención diferentes, cuando un embalse se encontraba en una de las dos situaciones que se indican a continuación:

- 1. Cuando el nivel del embalse se encuentra entre el mínimo operativo superior y el mínimo operativo inferior
- 2. Cuando el nivel se sitúa entre el mínimo operativo inferior y el mínimo técnico.

Para el caso 1, se determinaba un precio de intervención mediante una fórmula según la cual, a medida que el nivel del embalse se acercaba al mínimo operativo inferior, el precio de intervención se aproximaba al costo de racionamiento. A su vez, si el precio de oferta de referencia era bajo comparado con el costo de racionamiento 1, el precio de intervención se alejaba de este último valor.

Para el caso 2, se establecía una trayectoria lineal entre el mínimo operativo inferior y el mínimo técnico. Así las cosas, el precio de intervención se desplazaba entre el costo de racionamiento 1, asociado al mínimo operativo inferior, y el costo de racionamiento 2 (mayor), asociado al mínimo técnico.

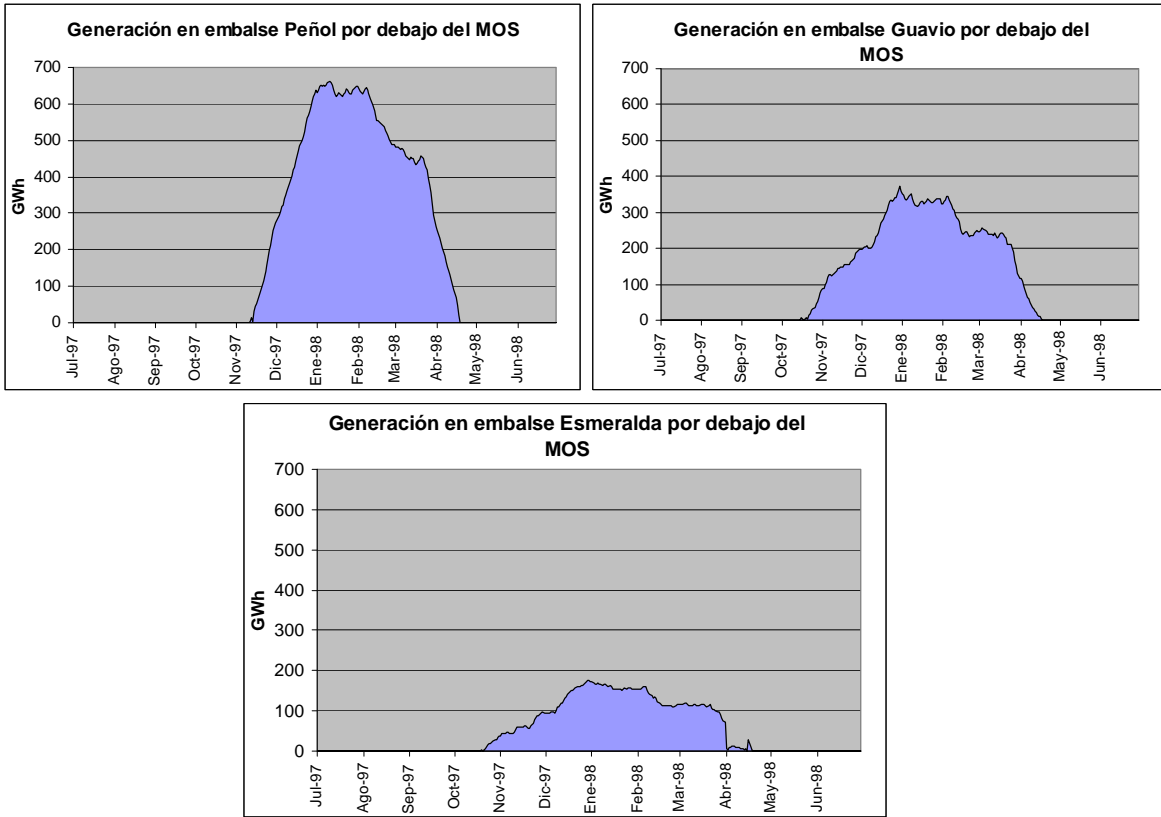
Con este panorama, vale la pena revisar entonces el comportamiento de los tres principales embalses los cuales tienen la mayor incidencia en el comportamiento del sistema, en lo referente a mínimos operativos correspondientes y la generación durante estos períodos en donde se alcanzaron niveles por debajo del mínimo operativo superior. Estos datos se presentan en la Gráfica II-9 y la Gráfica II-10.



Gráfica II-9: Niveles de embalse y mínimos operativos de los principales embalses (jul-97 a jun-98)¹⁴

En los tres casos, el nivel real de los respectivos embalses fue inferior a los mínimos operativos superiores y por consiguiente, sujetos de los precios de intervención, durante buena parte del periodo de tiempo que abarcó El Niño 1997-98. En efecto, para los tres casos, dicha intervención tuvo lugar entre Octubre de 1997 y Abril de 1998 cuando el fenómeno terminó. De otra parte, en los casos de Guavio y Esmeralda, el mínimo operativo superior se elevó hasta alcanzar la capacidad máxima del embalse lo cual refleja la gravedad de la situación del momento. Este análisis sólo pretende señalar que de no haber contado con las plantas térmicas a gas en el interior del país, la aplicación de la metodología de los mínimos operativos habría conducido a niveles de intervención más estrictos con los consiguientes costos adicionales en la prestación del servicio. En la Gráfica II-10 siguientes se presenta la generación hidráulica por debajo de los mínimos operativos superiores en cada caso.

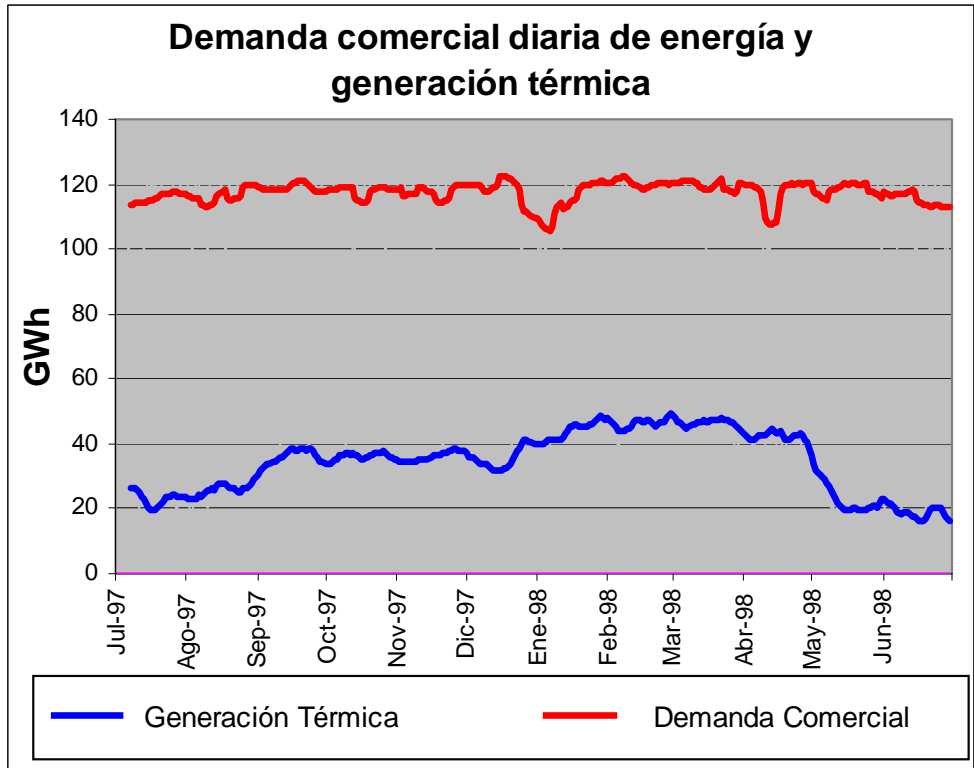
¹⁴ Fuente: Base de datos Neón – ISA; datos suministrados por la UPME



Gráfica II-10: Generación por debajo de los mínimos operativos de los principales embalses (jul-97 a jun-98)¹⁵

Finalmente, la Gráfica II-11, presenta la generación térmica comparada con la demanda atendida en ese periodo crítico. Como se observa, la generación térmica prácticamente se multiplicó por un factor de 2.5 al pasar de 20 GWh en julio de 1997 a cerca de 50 GWh al terminar la temporada de invierno 1997-1998 lo que pone de presente una vez más la contribución del sistema de generación térmica a gas natural durante ese periodo de tiempo.

¹⁵ Ídem nota 14



Gráfica II-11: Generación térmica real 1997-1998¹⁶

II. 3 EFECTOS DEL PLAN ALTERNATIVO

De no haber contado con el Plan de Gas en el interior del país, seguramente el Gobierno Nacional hubiera puesto en marcha un Plan Alternativo de expansión a fin de minimizar los impactos de un eventual fenómeno de El Niño cuya probabilidad de ocurrencia hacía parte de los análisis de los planificadores energéticos de la época.

Con posterioridad al racionamiento que tuvo lugar con motivo del fenómeno ocurrido en los años 1991-1993, el Gobierno Nacional promovió una serie de medidas necesarias para asegurar una plena atención de la demanda de energía eléctrica algunas de las cuales fueron las siguientes:

- La iniciación de los proyectos hidroeléctricos de Porce 2 y Urrá.
- Definiciones por la vía de los documentos CONPES para el desarrollo de proyectos de generación.
- Incorporar la participación privada en generación de energía a través de autogeneración y cogeneración.

¹⁶ Ídem nota 14

Adicionalmente, con el fin de disminuir los riesgos y asegurar las inversiones requeridas en la expansión¹⁷ por parte de las empresas públicas y privadas se consideraron las siguientes acciones:

- Contratos de compra o suministro de energía y contratación de combustibles a largo plazo
- Garantías financieras a los contratos de energía.

II. 3. 1 DESARROLLO E IDENTIFICACIÓN DE PROYECTOS

Sin embargo, el verdadero problema de un Plan Alternativo o Paralelo, radicaba en la identificación de proyectos térmicos que pudieran entrar en operación en las fechas que se requerían. En el año 1993 en el documento CONPES 2641 se sugirieron los siguientes proyectos de generación con los cuales se podrían atender los requerimientos de la demanda de energía en los años siguientes:

- Proyectos de generación a gas – 300 MW en plantas de ciclo combinado o repotenciación de las existentes en la Costa Atlántica.
- Proyecto de generación a carbón en la Costa Atlántica de 300 MW
- Proyecto de generación de ciclo combinado en el suroccidente colombiano de 150 MW, para lo cual la CVC en el año 1993 inició la definición de los términos de los pliegos para adelantar la licitación internacional para la construcción y operación de este proyecto, el cual evolucionó hasta convertirse en lo que hoy se conoce como Termovalle. Es claro que Sin Plan de Gas en el interior del país, este proyecto no hubiera sido parte del portafolio de opciones de generación en la década de los 90's.

En lo que respecta a proyectos a carbón, hacia el mes de abril de 1993 se finalizó la elaboración de los términos de referencia de la termoeléctrica a carbón mineral Paipa IV por parte de la Electrificadora de Boyacá, con los cuales se pretendía analizar, definir y diseñar esquemas de participación y comercialización que permitieran la vinculación del capital privado en este tipo de proyectos. Además se avanzaba en el análisis de los yacimientos carboníferos en los departamentos de Cesar, Córdoba y Guajira a fin de tener elementos de juicio para definir su ubicación. Muy seguramente, de no haber contado con la alternativa de generación a base de gas natural, el proyecto Termocesar se hubiese realizado, aunque habría sido necesario acelerar su entrada en operación. Ya a finales de 1993, la Electrificadora de Boyacá se encontraba en el proceso de evaluación de las propuestas recibidas para la construcción y operación del proyecto Paipa IV.

En esa época (1993) también se estudiaban los proyectos de Tasajero II con una capacidad de 150 MW a ser instalado en el departamento de Norte de Santander, Tibitá con capacidad de 150 MW a instalarse en el departamento de Boyacá,

¹⁷ Apartes tomados del documento ISA, Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión, Revisión 1993.

Sinifaná de 150 MW en el departamento de Antioquia. Sin embargo, en ninguno de estos casos se había avanzado lo suficiente para llegar a cierres financieros lo cual indica que la ejecución de cualquiera de ellos o de todos, se habría adelantado en el contexto de un Plan de Choque o de Emergencia bajo la responsabilidad del Estado.

Las consideraciones anteriores sugieren que previendo la ocurrencia de un fenómeno de El Niño para lo cual se contaba con un escaso margen de tiempo para la toma de decisiones de construcción de nuevas plantas, la decisión de los planificadores hubiese sido muy seguramente adoptar un Plan de Choque mediante la inversión en un portafolio de plantas térmicas a base de carbón y posiblemente diesel. Con el fin de atender un probable racionamiento en el sistema eléctrico, el Gobierno Nacional habría promovido la entrada de proyectos de generación con base en este recurso energético a fin de disminuir la dependencia hidrológica del sistema.

A fin de determinar las fechas de entrada en operación de los proyectos térmicos a carbón, se utilizó en primera instancia la herramienta de planeación de generación a disposición de la UPME, conocida como SUPEROLADE. Este modelo trabaja sobre un nodo agregado de demanda el cual no considera red de transmisión y selecciona la secuencia de expansión para cubrir la demanda bajo criterios de costo mínimo de tal manera que se cumplan los límites de confiabilidad dispuestos por la resolución 25 de 1995 de la CREG. El modelo determina entonces el orden de entrada de los proyectos por tecnología y de acuerdo a costos. Dado que para la época no era posible la entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos, éstos fueron restringidos en el modelo y sólo se consideraron a partir del año 2000. Antes de esa fecha, las opciones de expansión diferentes al gas natural, eran carbón y diesel, teniendo el primero prioridad sobre el segundo por sus menores costos en el largo plazo. Aunque el modelo SUPEROLADE arroja la secuencia de entrada de proyectos con unas fechas en las cuales el sistema agregado las requiere, éstas deben ser ajustadas en un modelo de operación como el MPODE el cual verifica que dichas fechas sean adecuadas según los requerimientos de confiabilidad del sistema incluida la parte de transmisión. Una vez conocidas las fechas de entrada indicadas por el modelo MPODE y el tamaño y plantas seleccionadas dentro del concepto del Plan Alternativo o Paralelo, éstas se ingresaron en el modelo, buscando una equivalencia cercana, tanto en fechas como en tamaños, con la entrada de los proyectos a gas en el interior. Los presupuestos de inversión utilizados para los proyectos fueron obtenidos de los planes de expansión de referencia de ISA 1993 y el plan de expansión de generación de la UPME de 1995.

Un resumen de las fechas por cronograma y los costos de cada proyecto se presentan en la Tabla II-5:

PLANTA	CAPACIDAD MW	FECHA DE ENTRADA	COSTO MUS\$	COSTO DE INSTALACIÓN (USD/kW)	PLANTA EQUIVALENTE (PLAN REAL)
PAIPA IV	150	Nov-97	188.1 dólares de 1993	1,254	T.CENTRO - MAR/97
TASAJERO	150	Dic-97	253.4 dólares de 1995	1,689	T.OPON - DIC/97
TERMOCESAR	300	Feb-98	541.2 dólares de 1995	1,804	T.SIERRA, MERIELECTRICA - FEB/98
TIBITA	150	Mar-98	239.9 dólares de 1995	1,599	T. OPON 2, TVALLE - MAR/98
SINIFANA	150	Mar-98	275.9 dólares de 1995	1,839	T.OPON 2, TVALLE - MAR/98

Tabla II-5: Plan de expansión alternativo, basado en carbón mineral

El costo por kW instalado se presenta en USD corrientes.

No se consideró el proyecto Termopacífico de 448 MW, el cual estaría localizado en el Valle del Cauca y operaría con carbón. Vale la pena recordar que con posterioridad a la expedición de la Ley Eléctrica en 1994, se produjo una gran avalancha de proyectos en papel y muy pocos con reales posibilidades de pasar los filtros de un cierre financiero siendo Termopacífico uno de ellos. Aún si se hubiera decidido su ejecución, la construcción habría comenzado en el año de 1996 a partir de la cual se tomarían 36 meses para su entrada en operación lo cual hace pensar que probablemente no hubiera alcanzado a generar energía en la parte crítica del fenómeno de EL NIÑO 1997-1998.

II. 3. 2 DIFERENCIAL DE INVERSIÓN

El Plan Alternativo comprende entonces la construcción de capacidad de generación a base de carbón por un total de 900 MW los cuales sustituirían las Plantas a base de gas natural en el interior del país con una capacidad de 1430 MW.

Los proyectos a carbón habrían tenido un costo aproximado de 1,860 millones de dólares de diciembre de 2004. Como se observa en la Tabla II-5 anterior, en dólares corrientes los costos en USD/kW estarían en el rango de 1500 – 1800. Ajustando dichas cifras al año 2004, el costo por kW llega aproximadamente a 2000 USD.

Por su parte, la instalación de los 1430 MW de las plantas a gas en el interior tuvieron un costo aproximado de 879.67 millones de dólares de diciembre de 2004 (694 USD/kW).

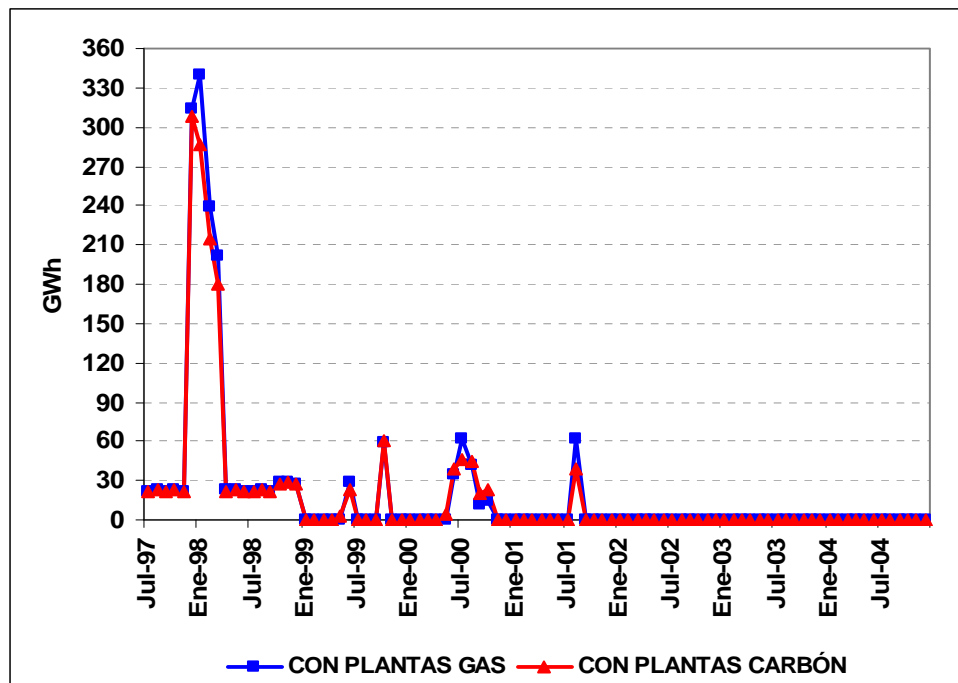
Lo anterior implica que el diferencial de inversión Con Plan de Gas y el Plan Alternativo sería de 980.79 millones de dólares de diciembre de 2004.

A continuación se evalúa el comportamiento de un posible plan de expansión, Plan Paralelo o Alternativo, con la instalación de 900 MW a carbón mineral instalados en los sitios anteriormente mencionados y considerando que no se hubiesen instalado plantas a gas natural en el interior. El comportamiento de las principales variables analizadas es el siguiente:

II. 3. 3 COSTOS DE RACIONAMIENTO

Dado que la capacidad instalada de las plantas a carbón establecida en el Plan Alternativo es inferior a la capacidad real instalada a gas natural en el sistema, se presenta un mayor déficit con la entrada de plantas a carbón con respecto al escenario Con Plan de Gas

La Gráfica II-12 presenta los resultados del déficit obtenido a partir del modelo considerando el plan alternativo de instalación de plantas a carbón mineral y el desarrollo real, basado en plantas de gas natural. En resumen “Con Plan de Gas” y “Con Plan Alternativo”, la energía racionada es de 1616.15 GWh y 1738.52 GWh respectivamente.



Gráfica II-12: Déficit del sistema Con Plantas a Gas y Con Plan Alternativo (Carbón)

Al igual que en el caso “Con y Sin Plan de Gas” en el interior del país se procedió a calcular el costo del déficit. En la Tabla II-6 y la Tabla II-7 se presenta el costo de la demanda no atendida para los dos casos analizados para el periodo diciembre de 1997 – marzo de 1998 y se observa que el costo económico de déficit con plantas a carbón es menor que el presentado con las plantas a gas.

PERIODO	DÉFICIT CON PLANTAS GAS (GWh)	DÉFICIT CON PLANTAS CARBÓN (GWh)	COSTO DÉFICIT PLANTAS GAS (miles USD)	COSTO DÉFICIT PLANTAS CARBÓN (miles USD)
Dic-97	314.60	308.05	107,711	105,350
Ene-98	340.24	286.53	117,157	97,795
Feb-98	239.36	214.11	81,154	72,051
Mar-98	201.73	179.94	67,170	59,317
TOTAL	1095.93	988.63	373,192	334,513

Tabla II-6: Racionamiento de energía y costo del mismo para los meses críticos del fenómeno de El Niño 1997-1998

DEFICIT CON PLANTAS GAS EN EL INTERIOR

AÑO	COSTO DEL DEFÍCIT US\$	INFLACIÓN	DÓLARES DE 2004
1997	\$ 147,391,500		\$ 158,294,763
1998	\$ 342,074,070	-2.5%	\$ 376,798,918
1999	\$ 31,235,581	0.9%	\$ 34,099,492
2000	\$ 58,491,221	5.7%	\$ 60,410,722
2001	\$ 22,157,000	1.1%	\$ 22,635,138
2002	\$ -	-2.3%	\$ -
2003	\$ -	5.3%	\$ -
2004	\$ -	-0.7%	\$ -
TOTAL Dólares 2004			\$ 652,239,033

DEFICIT CON PLANTAS CARBÓN

AÑO	COSTO DEL DEFÍCIT US\$	INFLACIÓN	DÓLARES DE 2004
1997	\$ 145,030,300		\$ 155,758,894
1998	\$ 304,914,300	-2.5%	\$ 335,866,961
1999	\$ 30,638,155	0.9%	\$ 33,447,290
2000	\$ 62,822,000	5.7%	\$ 64,883,624
2001	\$ 13,877,004	1.1%	\$ 14,176,463
2002	\$ -	-2.3%	\$ -
2003	\$ -	5.3%	\$ -
2004	\$ -	-0.7%	\$ -
TOTAL Dólares 2004			\$ 604,133,232

Diferencia CON PLANTAS CARBÓN - GAS USD Dic 2004	\$ -48,105,801
---	-----------------------

Tabla II-7: Costo del déficit en el sistema con plantas a gas instaladas en el interior y con plantas a carbón

De los resultados anteriores se concluye que el costo de racionamiento resulta menor en el caso del Plan Alternativo o Paralelo, con plantas a base carbón, que el obtenido con plantas a base de gas natural, a pesar de la diferencia de capacidad instalada en la cual el gas era mayor en 530 MW con respecto al carbón

Para entender las razones de estas diferencias, se llevó a cabo un análisis más detallado de los cálculos realizados por el modelo en cada caso. A continuación se presentan los resultados de la energía racionada en ambos casos y su localización en los nodos del sistema que presentan déficit significativos (mayores a 10 GWh al mes). Los resultados se presentan en la Tabla II-8 y la Tabla II-9. Los barrajes de Anconsur, Miraflores y Urabá se encuentran en el departamento de Antioquia, Esmeralda y La Hermosa en el eje cafetero

ETAPA	ANCONSUR		ESMERALDA		MIRAFLORES		LA HERMOSA	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Dic-97	88.4	28.1%	88.0	28.0%	59.3	18.9%	25.7	8.2%
Ene-98	85.3	25.1%	84.9	24.9%	69.2	20.3%	38.8	11.4%
Feb-98	79.6	33.3%	38.7	16.2%	72.6	30.3%	0.5	0.2%
Mar-98	68.4	33.9%	1.3	0.6%	79.6	39.5%	0.6	0.3%
TOTAL	321.7	29.4%	212.8	19.4%	280.7	25.6%	65.6	6.0%

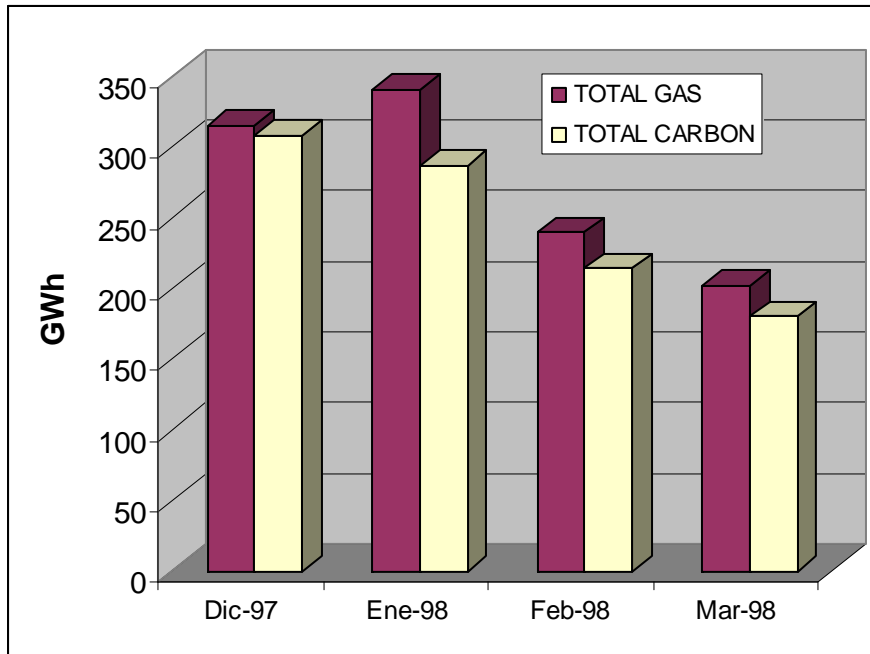
ETAPA	URABA		OTRAS		TOTAL GAS	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Dic-97	22.9	7.3%	30.3	9.6%	314.6	28.7%
Ene-98	22.0	6.5%	40.2	11.8%	340.2	31.0%
Feb-98	20.6	8.6%	27.3	11.4%	239.4	21.8%
Mar-98	22.2	11.0%	29.6	14.7%	201.7	18.4%
TOTAL	87.7	8.0%	127.4	11.6%	1,095.9	100.0%

Tabla II-8: Déficit de energía por barrajes en los meses críticos de El Niño 97-98 Con Plantas de gas en el interior

ETAPA	ANCONSUR		ESMERALDA		MIRAFLORES		LA HERMOSA	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Dic-97	88.4	28.7%	88.0	28.6%	52.7	17.1%	25.8	8.4%
Ene-98	85.3	29.8%	75.7	26.4%	59.2	20.7%	15.1	5.3%
Feb-98	79.6	37.2%	21.3	9.9%	64.7	30.2%	0.5	0.3%
Mar-98	46.6	25.9%	1.3	0.7%	79.6	44.3%	0.6	0.3%
TOTAL	299.9	30.3%	186.3	18.8%	256.3	25.9%	42.0	4.2%

ETAPA	URABA		OTRAS		TOTAL CARBÓN	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Dic-97	22.9	7.4%	30.3	9.8%	308.1	31.2%
Ene-98	22.0	7.7%	29.3	10.2%	286.5	29.0%
Feb-98	20.6	9.6%	27.3	12.8%	214.1	21.7%
Mar-98	22.2	12.4%	29.6	16.4%	179.9	18.2%
TOTAL	87.7	8.9%	116.5	11.8%	988.6	100.0%

Tabla II-9: Déficit de energía por barrajes en los meses críticos de El Niño 97-98 Con Plan Alternativo (carbón)



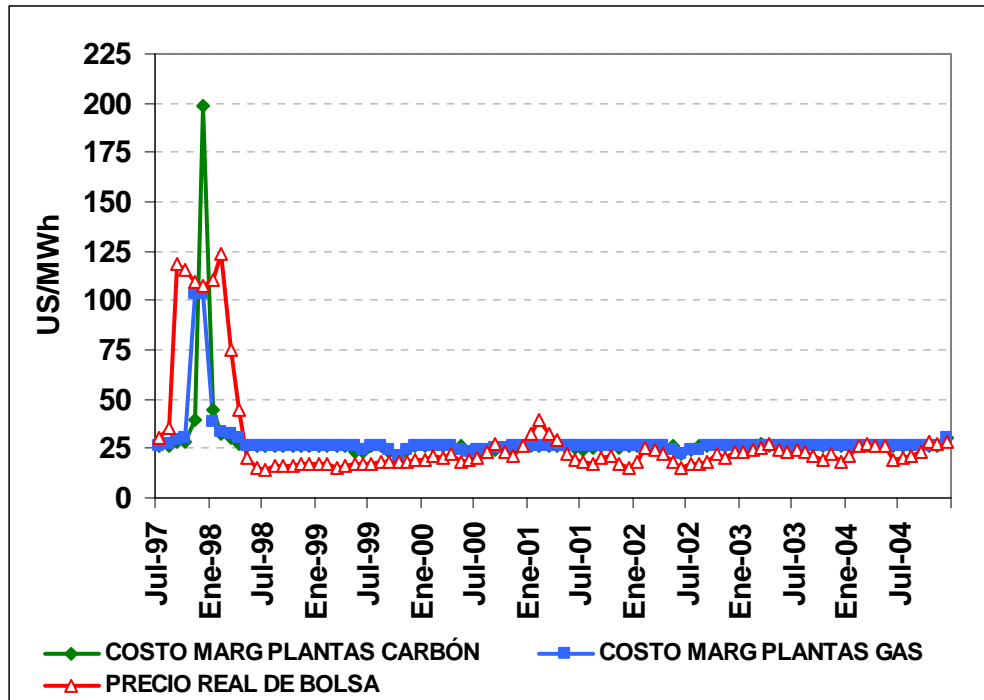
Gráfica II-13: Déficit de energía en los meses críticos del fenómeno de El Niño 97-98 en los casos Con plan de gas y Plan alternativo (carbón)

Como se puede observar, en los principales barrajes en los que se presentan racionamientos, en el caso del plan alternativo, la magnitud de estos racionamientos es menor, en proporciones similares en todas las barras a los obtenidos en el caso "Con Plantas a Gas". La razón de lo anterior puede deberse a que los criterios de instalación de las plantas a gas y carbón son diferentes debido a que las señales de transporte en el sistema eléctrico y de gas natural no son consistentes. En efecto, mientras que en el sector eléctrico el transporte estampilla hace que las plantas tiendan a instalarse más cerca de los mercados en el caso del gas natural, donde el transporte conlleva la señal de distancia, las plantas buscarán instalarse más cerca de los campos de producción o de las troncales de transporte.

II. 3. 4 COSTO MARGINAL Y DE ENERGÍA TRANSADA

El comportamiento del costo marginal del sistema con la entrada de proyectos a carbón así como con gas en el interior se aprecia en la Gráfica II-14.

Se observa que con la entrada de las plantas a carbón el costo marginal es mayor que el presentado con las plantas a gas natural



Gráfica II-14: Costo marginal con gas y carbón y precios de bolsa

Se valoraron los efectos de la diferencia del costo marginal con plantas a carbón y plantas a gas en el interior y como resultado, se observa que el ahorro alcanzado por la energía transada en bolsa en el horizonte de análisis (julio de 1997-diciembre de 2004) instalando plantas a carbón fue de 24.7 millones de USD, alcanzándose los mayores beneficios en entre Julio de 1997 y diciembre de 1998, en donde dichos ahorros llegaron a 32.1 millones de USD de diciembre de 2004, consecuencia de un menor costo marginal presentado en el sistema. Sin embargo, puede concluirse que en este aspecto el diferencial de costos entre el Plan de Gas y el Plan Paralelo no resulta ser significativo.

AÑO	COSTO MARGINAL PLANTAS GAS US\$/MWh	COSTO MARGINAL PLANTAS CARBÓN US\$/MWh	COSTO MARGINAL PLANTAS GAS US\$/MWh Dólar de 2004	COSTO MARGINAL PLANTAS CARBÓN US\$/MWh Dólar de 2004	COMPRA DE ENERGÍA EN BOLSA GWh	PAGO POR COMPRA DE ENERGÍA PLANTAS GAS US\$ Dic. 2004	PAGO POR COMPRA DE ENERGÍA PLANTAS CARBÓN US\$ Dic. 2004	AHORROS POR ENTRADA DE PLANTAS A GAS US\$ Dic. 2004
1997	53.39	58.05	57.34	62.35	6,363.30	\$ 364,884,494	\$ 396,740,158	\$ 31,855,664
1998	28.53	28.55	31.42	31.44	14,996.76	\$ 471,258,860	\$ 471,560,334	\$ 301,474
1999	25.17	24.71	27.47	26.97	16,289.42	\$ 447,548,093	\$ 439,391,644	\$ -8,156,449
2000	25.11	25.03	25.94	25.85	15,787.40	\$ 409,470,351	\$ 408,093,895	\$ -1,376,455
2001	26.00	25.73	26.56	26.29	17,512.74	\$ 465,157,076	\$ 460,323,616	\$ -4,833,459
2002	25.24	25.55	26.40	26.72	16,286.95	\$ 429,923,638	\$ 435,150,462	\$ 5,226,824
2003	26.06	26.13	25.87	25.95	17,131.79	\$ 443,281,066	\$ 444,528,603	\$ 1,247,537
2004	26.33	26.36	26.33	26.36	17,144.15	\$ 451,489,762	\$ 451,891,220	\$ 401,459
TOTAL						\$ 3,483,013,338	\$ 3,507,679,932	\$ 24,666,594

II. 3. 5 OTROS EFECTOS

II. 3. 6 COSTO OPERATIVOS DEL SISTEMA:

Se valoraron los costos operativos del sistema considerando la entrada de plantas a carbón mineral y de gas natural en el interior los cuales se presentan en la Tabla II-10. Dado que los costos de administración, operación y mantenimiento de las plantas a carbón son mayores que los de las plantas a gas, los costos totales de operación térmica del plan alternativo son mayores que en el caso con plantas a gas en el interior.

COSTO OPERATIVO TÉRMICO CON PLANTAS A GAS EN EL INTERIOR

AÑO	COSTO OPERATIVO (USD)	INFLACIÓN	MILES DE DÓLARES DE 2004
1997	\$ 145,176,000		\$ 155,915,372
1998	\$ 358,537,000	-2.5%	\$ 394,933,044
1999	\$ 250,655,000	0.9%	\$ 273,636,923
2000	\$ 297,063,000	5.7%	\$ 306,811,689
2001	\$ 334,307,000	1.1%	\$ 341,521,189
2002	\$ 390,214,600	-2.3%	\$ 408,019,702
2003	\$ 283,888,000	5.3%	\$ 281,900,784
2004	\$ 355,470,000	-0.7%	\$ 355,470,000
TOTAL Dólares 2004			\$ 2,518,208,703

COSTO OPERATIVO CON PLANTAS A CARBÓN

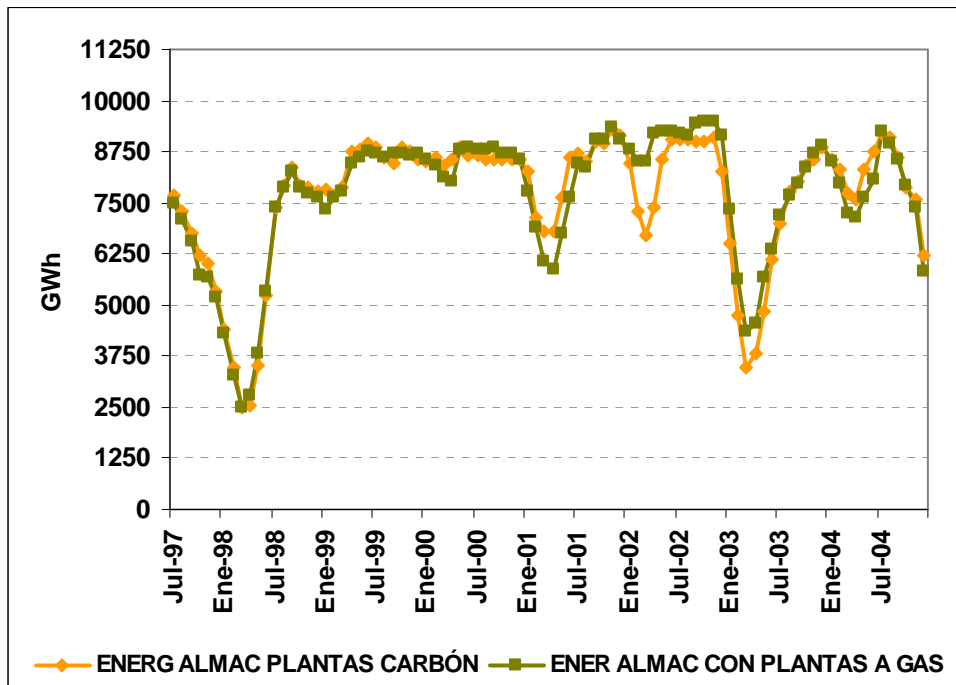
AÑO	COSTO OPERATIVO MILES DE USD	INFLACIÓN	MILES DE DÓLARES DE 2004
1997	\$ 157,435,000		\$ 169,081,229
1998	\$ 350,409,000	-2.5%	\$ 385,979,949
1999	\$ 249,178,000	0.9%	\$ 272,024,501
2000	\$ 294,153,000	5.7%	\$ 303,806,192
2001	\$ 365,109,000	1.1%	\$ 372,987,882
2002	\$ 323,882,000	-2.3%	\$ 338,660,412
2003	\$ 332,835,000	5.3%	\$ 330,505,155
2004	\$ 381,273,000	-0.7%	\$ 381,273,000
TOTAL Dólares 2004			\$ 2,554,318,320
Diferencia CARBÓN - GAS Dólares Dic 2004			\$ 36,109,617

Tabla II-10: Diferencia en la operación térmica entre plantas del interior a gas o carbón

II. 3. 7 OTROS EFECTOS

II.3.7.1 EMBALSE:

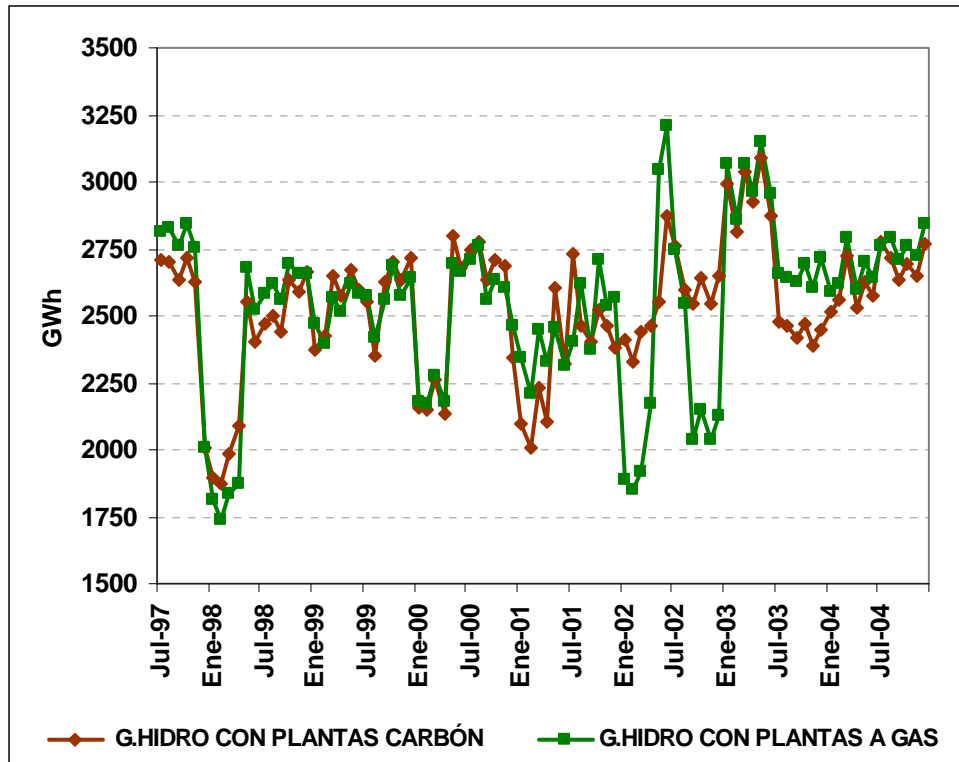
El modelo de simulación de la operación usó un modelo de mínimo costo el cual busca al final del horizonte minimizar el costo de operación y a su vez maximizar el uso del agua en el momento adecuado. En la Gráfica II-15 se observa como hubiese sido el comportamiento de la energía almacenada en el embalse considerando la instalación de plantas a carbón las cuales debido a su mayor capacidad instalada en el segundo semestre de 1997, permitió guardar una cantidad superior que la presentada con las plantas a gas natural.



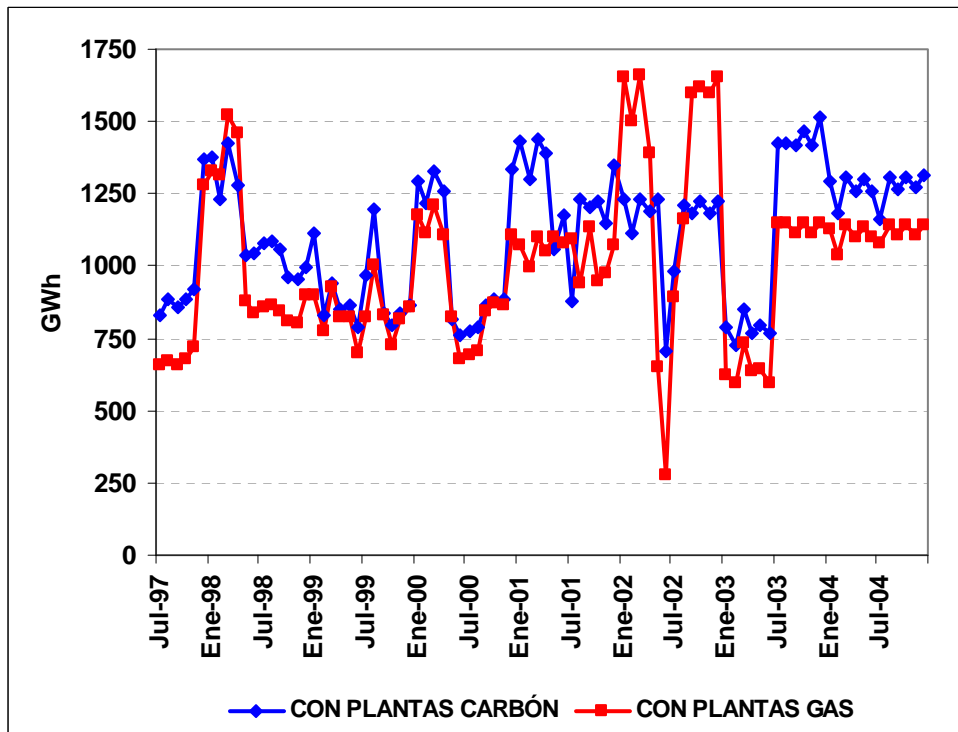
Gráfica II-15: Energía almacenada: comportamiento del embalse agregado

II.3.7.2 GENERACIÓN HIDRÁULICA Y TÉRMICA

Para los dos casos analizados con plan a carbón y plan a gas se obtuvo la generación hidráulica y térmica que posiblemente se hubiese presentado en el sistema. Dichas generaciones se presentan a continuación en la Gráfica II-16 y la Gráfica II-17:



Gráfica II-16: Generación hidráulica con plantas a carbón y a gas



Gráfica II-17: Generación térmica con plantas a carbón y a gas

Dada la mayor capacidad instalada en el caso Con Gas, hay un mejor aprovechamiento del recurso hídrico, lo cual redundará en una mayor generación hidráulica en el período; caso contrario ocurre en el caso con carbón, en donde se debe realizar una mayor generación térmica con el fin de poder almacenar agua hacia el futuro.

II. 4 VALORACIÓN GENERAL Y CONCLUSIONES

A continuación se presenta un análisis consolidado de los resultados obtenidos con el modelo MPODE, para los tres casos analizados: Con Plan de Gas, Sin Plan de Gas y Con Plan alternativo o Paralelo. El detalle de las cifras se encuentra en la Tabla II-11 y la Tabla II-12

	CASO REAL CON PLANTAS DE GAS EN EL INTERIOR	CASO HIPOTÉTICO SIN PLANTAS DE GAS	CASO ALTERNATIVO PLANTAS DE CARBÓN
COSTO RACIONAMIENTO	\$ 652,239,033	\$ 814,656,870	\$ 604,133,232
ENERGÍA TRANSADA	\$ 3,482,997,392	\$ 3,748,746,802	\$ 3,507,679,932
COSTO OPERATIVO TÉRMICO	\$ 2,518,208,703	\$ 2,394,949,477	\$ 2,554,318,320
TOTAL	\$ 6,653,445,128	\$ 6,958,353,149	\$ 6,666,131,484

DIFERENCIA VS CASO REAL \$ 304,908,021 \$ 12,686,356

Todas las cifras en dólares en de diciembre de 2004

Tabla II-11: Comparación económica de los casos simulados con MPODE

Tomando los casos "Con y Sin Plan de Gas", en los rubros correspondientes a: costos de racionamiento, energía transada y costos operativos, el diferencial total asciende aproximadamente a USD 304.9 millones del 2004 a favor de la alternativa Con Plan de Gas.

	CASO HIPOTÉTICO SIN PLANTAS DE GAS	CASO ALTERNATIVO PLANTAS DE CARBÓN
COSTO RACIONAMIENTO	\$ 162,417,837	\$ -48,105,801
ENERGÍA TRANSADA	\$ 265,749,410	\$ 24,682,540
COSTO OPERATIVO TÉRMICO	\$ -123,259,226	\$ 36,109,617
TOTAL	\$ 304,908,021	\$ 12,686,356

Tabla II-12: Sobrecostos por caso Sin Plantas de gas e instalación del Plan alternativo

Por otra parte, en lo que respecta a los Casos Con Plan de Gas y Con Plan Alternativo el diferencial de costos es de USD 12.7 millones del 2004.

Las cifras anteriores no incluyen el costo de la inversión requerida para la instalación de las plantas, el cual fue de USD 879.67 millones para el caso “Con Plantas de Gas” y que para el plan alternativo hubiera ascendido a USD 1,860 millones.

Al respecto conviene hacer algunas consideraciones:

- Utilizando los modelos y la mejor información disponible se concluye que el país realmente ahorró un poco más de USD 300 millones de dólares con la instalación de las plantas a gas en el interior del país tomando como periodo de análisis 1997-2004. No sería adecuado afirmar que para concretar estos ahorros fue necesario invertir USD 879.67 millones debido a que la vida útil de estas plantas es muy superior al periodo de análisis. Luego, si se quiere evaluar el impacto de haber instalado aproximadamente 1400 MW de plantas a gas en el interior de Colombia, durante la década pasada, la valoración de ese beneficio debe buscarse no sólo en el pasado sino fundamentalmente hacia el futuro a fin de determinar como sería la situación del sector eléctrico colombiano a mediano y largo plazo sin la presencia de esa capacidad de generación térmica a base de gas natural. Es de notar que con estos 300 millones de USD, equivale al costo requerido para la construcción de las plantas térmicas a gas que actualmente se requieren para el periodo 2010-2013 según en Plan de Expansión preliminar 2005-2019 de la UPME.
- En lo que respecta a la valoración de los costos Con Plan de Gas y Con Plan Alternativo el impacto es realmente muy bajo del orden de USD 12 millones. Sin embargo, la ejecución del Plan Alternativo aún suponiendo que todas las plantas hubieran entrado en operación en las fechas previstas, lo que hubiera implicado un esfuerzo muy considerable en materia de ejecución de proyectos y financiación de obras, hubiera requerido la construcción de Plantas térmicas a carbón con unos mayores costos cercanos a USD 980 millones. Luego, para el país resultó más beneficioso haberse embarcado en la opción de expansión de la capacidad de generación a base de gas natural y no de carbón.
-

Los valores obtenidos son aproximados y deben tomarse como un indicativo del impacto de las plantas térmicas a gas en el interior del país. Quedan otras cosas por valorar tales como:

- El impacto positivo en la industria y en general en el bienestar de las gentes al haber amortiguado una nueva situación de racionamiento.
- Un mejor balance entre energía hidráulica y térmica lo cual se traduce en mayor fortaleza para atender situaciones hidrológicas críticas y atentados terroristas.

Puede decirse que con la entrada de la entrada de las plantas en el interior del país, se evitó que el sistema se llenara de soluciones costosas de corto plazo como por ejemplo las unidades diesel y barcazas de común ocurrencia en el racionamiento 92-93 y permitió el aplazamiento de grandes inversiones que de otra manera se habrían realizado con los costos financieros y de lucro cesante que eso conlleva. Además, las experiencias de racionamientos anteriores indican que estas soluciones de emergencia o adelanto de proyectos de más largo plazo resultan siendo responsabilidad estatal. No se hubiera logrado la participación privada que finalmente se materializó en los proyectos térmicos del interior del país.

Posiblemente el margen de tiempo con que hubiera contado el planificador no hubiera sido suficiente para la evaluación, toma de decisión y construcción de plantas a carbón, lo cual era la alternativa más inmediata a una planta de gas natural. Por lo anterior, es posible que la decisión tomada en un contexto de emergencia hubiera apuntado a instalaciones a base de diesel.

De otra parte, contar con gas natural para el sector industrial evitó una utilización masiva de diesel durante el Niño 1997-1998. Como se indica en los balances energéticos en el sector industrial durante el periodo 1990-1993, el cual comprende el racionamiento de comienzos de la década, el consumo de diesel en la industria prácticamente se triplicó con su correspondiente impacto en los programas de uso racional de energía (URE).

El hecho de contar con plantas a gas en el interior, de todas maneras se convirtió en un factor de sobreoferta que incidió en la evolución de los precios de bolsa de los años posteriores a 1998, lo cual explica en buena parte los bajos precios observados en ese periodo. Adicionalmente, si no se hubiera contado con esas plantas la evolución de los embalses hubiera sido diferente con menos energía embalsada lo cual hubiera conllevado unos niveles de costo marginal mayores al menos durante los dos años siguientes al fenómeno del 97-98.

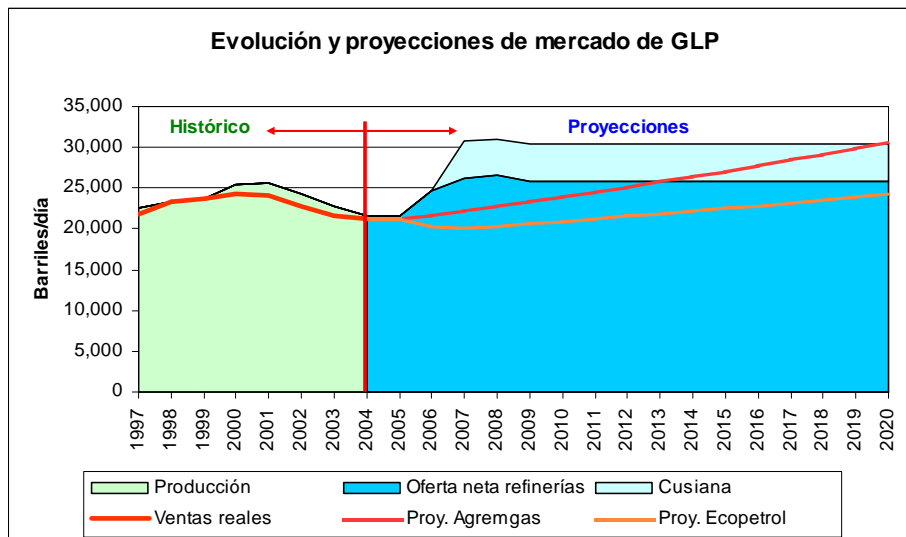
La gravedad de la situación energética nacional hizo que el sistema eléctrico fuese intervenido hacia Febrero de 1998, lo cual hizo necesario recalcularse la metodología para la determinación de los mínimos operativos lo que se constituye en la forma de intervención de los embalses. Sin Plan de Gas los embalses hubieran evolucionado hacia el nivel operativo mínimo conduciendo a precios mayores.

Sin el impacto de la recesión de 1999 la cual condujo a una menor demanda de gas y energía eléctrica, el efecto de las plantas a gas hubiera podido ser mayor. En el fondo la recesión ayudó y si ésta no hubiera ocurrido, el balance económico de las alternativas presentadas en el presente capítulo habría evolucionado hacia valores diferentes.

III REPONTENCIACIÓN DEL SECTOR DE GLP

III. 1 EVOLUCIÓN DEL MERCADO Y PROYECCIONES

Tal como se mencionó y analizó ampliamente en el Numeral IV del Segundo Informe, el mercado del GLP, luego de un crecimiento promedio del 6% anual desde 1993 hasta el año 2000 cuando alcanzó el tope de 24,281 barriles por día, sufrió una contracción fuerte, cayendo a niveles de 21,055 barriles por día en 2004, volumen similar al obtenido en 1996 y un 13.3% inferior al logrado en el 2000.



Gráfica III-1 – Evolución y proyecciones de mercado de GLP ¹⁸

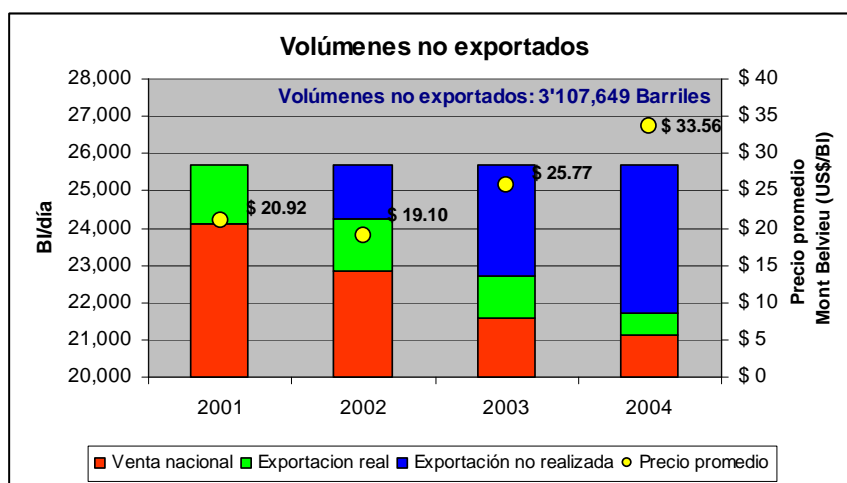
Esta caída no obedeció a una única causa sino a la compleja interacción de varios fenómenos que se explicaron en detalle en el Informe II, Capítulo IV EVOLUCIÓN

¹⁸ Fuentes: ECOPETROL y Agremgas

DEL SECTOR DE GLP EN EL PLAN DE GAS y en el Informe IV, Capítulo IV EL ENTORNO REGULATORIO DEL GLP, los cuales se pueden resumir en:

- Sustitución de GLP por Gas Natural. El Plan Nacional de Gasoductos y la construcción de ramales a las diferentes ciudades y poblaciones, con sus correspondientes anillos ha sido un factor determinante en la captación de mercados de Gas Natural y la sustitución de GLP.
- El efecto precio, con aumentos superiores a la inflación, ha colocado al GLP en una situación desventajosa comparándolo con el Gas Natural.
- La situación de orden público por las dificultades de transporte y las medidas de seguridad adoptadas sobre el manejo de cilindros.
- Efectos negativos por determinaciones regulatorias sobre precios y márgenes de distribución.
- Crisis económica de finales de la década de los 90s.

En la Gráfica III-1 se puede observar que la capacidad de producción ha estado unos 1,200 barriles diarios en promedio en los últimos años por encima de las ventas al mercado nacional. Este excedente se ha destinado a la exportación y refleja en cierta medida la máxima capacidad exportadora del país. Es por eso que la producción, en lugar de mantenerse por encima de los 25,000 barriles por día logrados en 2000 y 2001, aprovechando los mayores volúmenes disponibles para exportación, descendió a la par del mercado.



Gráfica III-2 – Volúmenes de GLP no exportados

Si ECOPETROL hubiese continuado produciendo GLP en los mismos niveles de 2001, durante el período entre 2002 y 2004 habría podido exportar algo más de 3'100,000 barriles¹⁹. Suponiendo que la utilidad promedio durante el periodo hubiese sido de 5 dólares por barril, el ingreso adicional neto para ECOPETROL

¹⁹ Cálculos del Consultor con base en las cifras de ECOPETROL.

habría superado los 15 millones dólares. Lo anterior indica que ECOPETROL debería mejorar las facilidades de exportación de GLP en el puerto de Cartagena y los sistemas de transporte entre las refinerías, a fin de exportar los excedentes de GLP y sacar provecho de los altos precios en los mercados internacionales.

III. 1. 1 PROYECCIONES DE OFERTA

El escenario básico de oferta supone que ECOPETROL no realiza ninguna inversión para incrementar la producción de GLP, de manera que la capacidad máxima disponible estaría del orden de 25,800 barriles por día, tal como se observa en la Gráfica III-1.

Es posible que ECOPETROL realice algunas inversiones orientadas a incrementar la capacidad de producción de GLP en la refinería de Barrancabermeja con el objeto de disponer de mayores volúmenes de butanos para la carga de la planta de Alquilación, situación que en principio no afectaría la disponibilidad de GLP para el mercado nacional y los excedentes exportables, porque únicamente la producción incremental derivada de los proyectos iría a la planta de Alquilación. De igual manera, de realizarse el Plan Maestro de Cartagena, los mayores volúmenes que se obtendrían estarían destinados a la industria petroquímica sin afectar la oferta al mercado nacional.

Adicionalmente, la Asociación Santiago de las Atalayas viene desarrollando un proyecto para producir 180 millones de pies cúbicos de gas natural, de cuyo proceso se podrían obtener alrededor de 4,500 barriles diarios de GLP. De adelantarse el proyecto de recuperación de líquidos, el mercado dispondría de esos 4,500 barriles adicionales a partir de 2007, para una oferta total ligeramente superior a los 30 mil barriles por día.

III. 1. 2 PROYECCIONES DE DEMANDA

Para efectos de disponer de unos escenarios de demanda razonables, se consultaron dos de las principales fuentes del mercado: ECOPETROL como productor y Agremgas como representante mayoritario de los distribuidores.

III.1.2.1 PROYECCIONES DE DEMANDA DE ECOPETROL

ECOPETROL, a través del Área de Mercadeo, ha venido presentando en varios escenarios sus consideraciones de mercado del GLP para los próximos años. Básicamente, se considera que el descenso en la demanda que se inició en 2002 continuará hasta el año 2007 debido al efecto precios del GLP y a la penetración del Gas Natural. El mercado podría recuperarse a partir de 2008, con una tasa del 1.5% anual.

Año	Demanda Nacional GLP	
	KBI/día	Crecimiento
2004	21.14	
2005	20.70	-2.1%
2006	20.26	-2.1%
2007	20.00	-1.3%
2008	20.30	1.5%
2009	20.60	1.5%
2010	20.91	1.5%
2011	21.22	1.5%
2012	21.54	1.5%
2013	21.86	1.5%
2014	22.19	1.5%
2015	22.52	1.5%

Tabla III-1 Proyecciones de demanda de ECOPETROL²⁰

La recuperación obedece al crecimiento vegetativo y al aporte adicional que generará el programa de GLP Rural. Como se indicó en el Informe de Avance No. V, entre 1997 y 1999 ECOPETROL decidió adelantar el Programa de Gas para el Campo para incentivar el consumo, alcanzando un cubrimiento de 90,894 nuevos usuarios en 197 municipios de 4 Departamentos, lo que generó en su momento un consumo adicional del orden de 620 barriles/día.

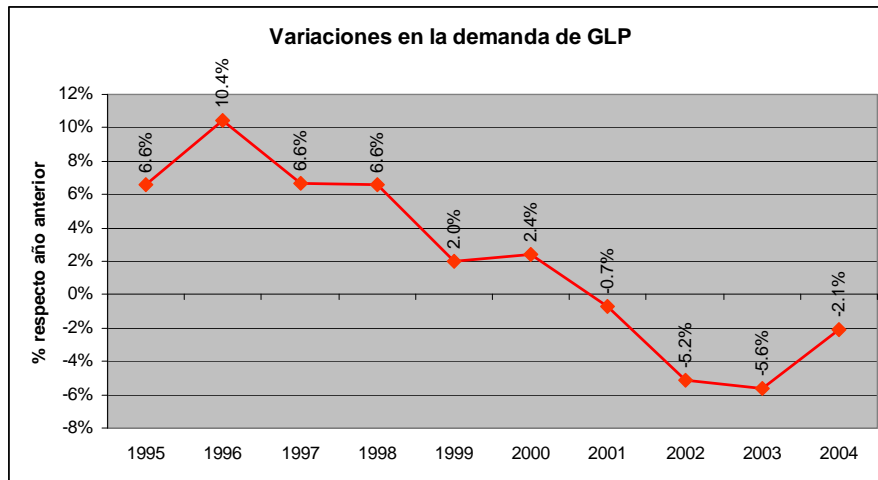
Los buenos resultados de esta experiencia motivaron en el año 2004 el interés de ECOPETROL de volver a desarrollar un nuevo Plan de GLP Rural, cuya ejecución permitiría llegar a 90,000 nuevos usuarios en el año 2005 y 65,000 en el 2006. Posteriormente el Programa continuaría hasta completar 265,000 nuevos usuarios. La demanda incremental por este concepto llegaría a 1,790 barriles por día²¹.

III.1.2.2 ESTIMACIONES DE AGREMGAS

La Asociación Gremial Colombiana de Comercializadores de Gas, AGREMGAS, considera que los planes de penetración de Gas Natural ya generaron su mayor impacto en la caída de la demanda de GLP. Mientras que en los años 1997 y 1998 se tenían incrementos de demanda de 6.6% anual, a partir de 1999 el Gas Natural ocasionó una caída en la demanda de GLP, siendo los años más críticos 2002 y 2003 en los cuales se obtuvieron incrementos negativos de - 5.2% y -5.6% respectivamente. En el año 2004 se logró disminuir la tendencia decreciente, con un crecimiento negativo de apenas - 2.1%.

²⁰ Fuente: ECOPETROL, Área de Mercadeo, Febrero 2005

²¹ Con base en el consumo promedio de 8.5 galones por mes por usuario.



Gráfica III-3 – Variaciones en la demanda de GLP

AGREMGAS considera que el consumo de GLP en el año 2005 mantendrá niveles similares al año 2004 y que a partir del año 2006, la demanda de GLP en el país tendrá un crecimiento natural o “vegetativo”.

En el informe “El Sector del Gas Licuado del Petróleo en Colombia” de Agosto de 2004, AGREMGAS plantea que el crecimiento de la demanda puede estar entre el 0.6% y el 2.5% anual dependiendo de la reactivación de la economía en términos de crecimiento del PIB así: el escenario bajo de crecimiento de GLP corresponde a un crecimiento del PIB del 2% anual y el escenario alto corresponde a un crecimiento del PIB del 4.5% anual o superior y al desarrollo de proyectos de alto consumo.

De acuerdo con estos escenarios, le evolución de la demanda de GLP estimada por Agremgas se presenta en la Tabla III-2

Proyección Demandas GLP Según AGREMGAS				
Año	Escenario Bajo		Escenario Alto	
	Bdc	%	Bdc	%
2005	21,137	0	21,137	0
2006	21,264	0.6	21,665	2.5
2007	21,391	0.6	22,207	2.5
2008	21,520	0.6	22,762	2.5
2009	21,649	0.6	23,331	2.5
2010	21,779	0.6	23,915	2.5
2011	21,909	0.6	24,512	2.5
2012	22,041	0.6	25,125	2.5
2013	22,173	0.6	25,753	2.5
2014	22,306	0.6	26,397	2.5
2015	22,440	0.6	27,057	2.5

Cálculos con datos suministrados por AGREMGAS
BDC: Barriles por día calendario

Tabla III-2 Escenarios de crecimiento demanda - Agremgas

Para evitar que el crecimiento sea únicamente el vegetativo y propiciar tasas altas de consumo de GLP, AGREMGAS está promoviendo un plan agresivo de generación de nuevos mercados buscando sustituir el ACPM por GLP combinado con ACPM en usos específicos, y sustituir Gasolina Motor por GLP. Algunos de estos programas son:

- Sustitución de electrocombustible (ACPM Subsidiado) en generación eléctrica por un sistema de tecnología de GLP combinado con ACPM
- Programa de GLP Vehicular
- Otros proyectos agroindustriales, principalmente en la industria avícola para calefacción y esterilización de galpones.

A continuación se presenta un breve resumen sobre el alcance de los proyectos liderados por la industria.

GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

El IPSE – Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas – tiene instaladas del orden de 1,200 plantas de generación en zonas apartadas, principalmente plantas entre 100 y 200 kW operadas a base de electrocombustible (ACPM Subsidiado) con capacidad total instalada del orden de 100 MW y consumos de electrocombustible del orden de 9 millones de galones/año.

Este sector se presenta como una oportunidad de mercado para el GLP, ya que entraría a sustituir parcialmente un combustible con limitaciones de producción y que en un futuro próximo va a presentar necesidades de ser importado.

AGREMGAS conjuntamente con el IPSE y una empresa dedicada a la comercialización de plantas diesel para generación, utilizando experiencias de alimentación a motores Diesel con combustible combinado de Gas Natural y ACPM, han proyectado desarrollar en los próximos meses un Plan Piloto en la población de Timbiquí en el departamento del Cauca.

Este Plan Piloto consiste en utilizar GLP para generación eléctrica en dos plantas, una de 100 kW y otra de 570 kW. Mediante este Plan Piloto se pretende valorar aspectos técnicos, rendimiento, comportamiento de los equipos, suministro del GLP, logística de transporte y economía del Proyecto. El desarrollo de un programa de sustitución de electrocombustible a nivel de las Plantas del IPSE puede llegar a generar nuevos volúmenes de GLP en el mercado del orden de 600 barriles/día

El IPSE percibe en el uso del GLP una oportunidad de mejorar sus procesos de control de costos, en particular el relacionado con la pérdida de combustible. En los sitios tan remotos en que operan las plantas del IPSE, resulta muy difícil ejercer un control estricto sobre la correcta utilización del electrocombustible el cual se comercializa fraudulentamente como Diesel. Los carrotaques que surten

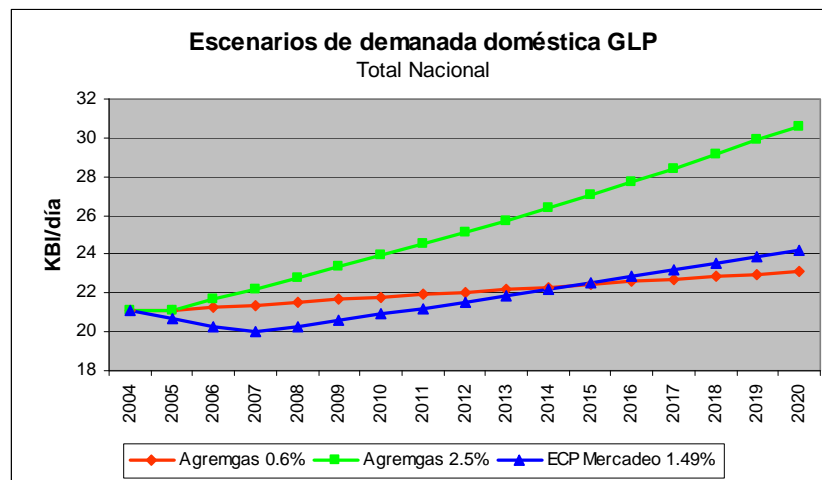
las plantas son asaltados con alguna frecuencia y el combustible sustraído para su comercio ilícito en las regiones. Además del menor precio por galón, el uso de GLP, con sus requerimientos de instalaciones y equipos especializados para su manejo, dificultará el desvío del combustible hacia otros usos diferentes a la generación de energía eléctrica.

GLP AUTOMOTOR

Otro de los proyectos propuestos por Agremgas para dinamizar el sector es el uso del GLP como combustible automotor.

Dadas las restricciones actuales para su utilización por parte del Ministerio de Minas y Energía quien se encuentra muy interesado en desarrollar el programa de gas natural vehicular y que ha manifestado su preocupación por la competencia que el GLP podría generar, Agremgas ha propuesto orientar el GLP vehicular hacia vehículos de gasolina y diesel de más de 7 toneladas que actualmente no son mercado objetivo del gas natural vehicular. Dicho segmento podría estar compuesto por unos 15,000 vehículos, con un consumo potencial del orden de 6'000,000 de galones de GLP al mes, permitiendo la sustitución de algo más de 3,000 barriles diarios de gasolina²².

III.1.2.3 COMPARACIÓN DE ESCENARIOS



Gráfica III-4 – Comparación de escenarios de demanda de GLP

La Gráfica III-4 permite observar la comparación entre el escenario de ECOPETROL y los escenarios de Agremgas.

El escenario bajo de Agremgas, que no considera ninguna acción de mercado en particular y asume un crecimiento vegetativo, tiende a ser similar al escenario de

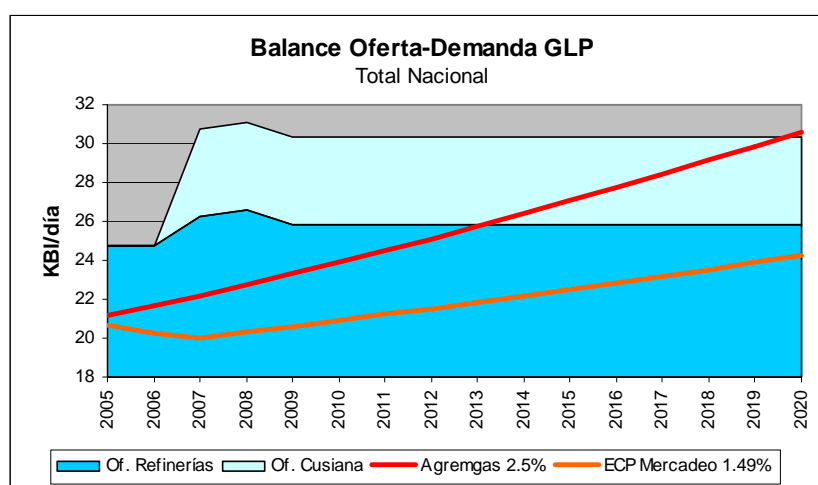
²² Soluciones para el sector de GLP. Presentación de Agremgas, 2004.

ECOPETROL. Aunque este último es más pesimista en los primeros años, su mayor tasa de crecimiento hace que al final del periodo supere ligeramente al escenario de Agremgas.

Para efectos prácticos, se considerarán las proyecciones de ECOPETROL como el escenario Bajo y las proyecciones altas de Agremgas conformarán el escenario Alto.

III. 1. 3 BALANCE OFERTA-DEMANDA DE GLP

Al combinar estos dos escenarios con las proyecciones de oferta se obtiene el balance presentado en la Gráfica III-1, y ampliado en detalle en la Gráfica III-5.



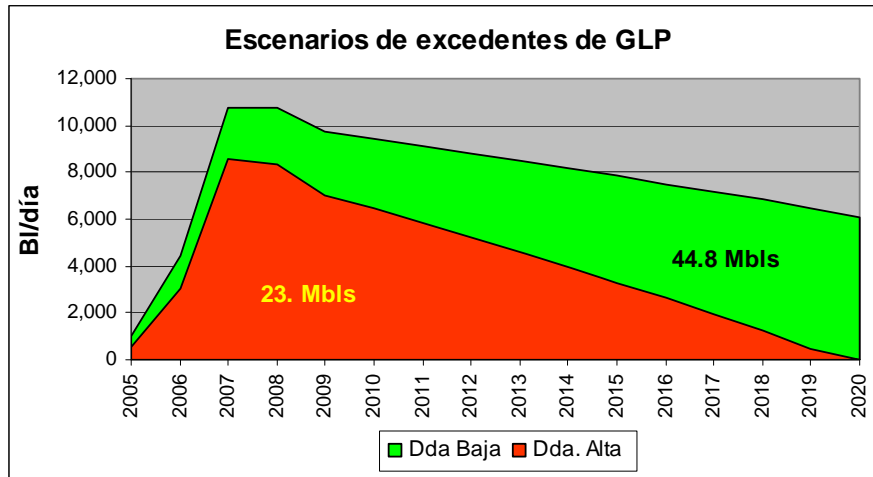
Gráfica III-5 – Balance Oferta-Demanda de GLP

De acuerdo con las proyecciones presentadas, con el escenario de ECOPETROL, Colombia mantendría su autosuficiencia en GLP por lo menos hasta el año 2024 con la oferta básica de refinerías y más allá del año 2030 si se incorpora la producción de Cusiana.

Si se da el escenario Alto, la oferta de GLP de las refinerías sería suficiente hasta el año 2013 y si se incorpora la producción de Cusiana la autosuficiencia llegaría prácticamente hasta el año 2020.

Cualquiera que sea el escenario de demanda, el país mantendrá su condición excedentaria, como mínimo, durante los próximos 8 años. Tal suficiencia de producto, sugiere a todas luces la necesidad de desarrollar proyectos que incentiven el consumo o que permitan manejar mayores volúmenes de exportación, a fin de aprovechar la totalidad de la producción disponible.

A título de ejemplo, la Gráfica III-6 muestra el nivel de excedentes comercializables para cada escenario de demanda.



Gráfica III-6 – Escenarios de excedentes de GLP

El escenario alto de demanda deja un excedente de 23.0 millones de barriles durante el periodo de análisis con un máximo de 8,500 barriles diarios en 2007. El escenario bajo de demanda deja disponibles 44.8 millones de barriles durante el mismo periodo, con máximo de 10,700 barriles diarios entre 2007 y 2008.

En el caso hipotético que se logre obtener un beneficio neto promedio de 5 dólares por barril, en dólares constantes de 2005, los ingresos totales del periodo estarían entre 115 y 224 millones de dólares constantes de 2005. Estas cifras muestran que bien vale la pena explorar y desarrollar nuevos mercados para el GLP en el mercado nacional o de exportación.

Uno de los programas que puede generar una importante reactivación del sector por su dinamismo, rápido crecimiento y altos volúmenes de consumo potencial es, sin lugar a dudas, el GLP automotor.

Dados su alto impacto potencial como generador de nuevos mercados, las bondades ambientales intrínsecas y las características propias de su utilización, resulta muy útil hacer un análisis detallado de los requerimientos y posibilidades para desarrollar un programa de GLP automotor complementario al programa de Gas Natural Vehicular que actualmente se viene desarrollando en algunas ciudades del país.

III. 2 COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS

III. 2. 1 ANTECEDENTES

El uso de combustibles alternativos está ampliamente difundido en el mundo entero, fundamentado en tres aspectos básicos: económicos, ambientales y seguridad e independencia energética.

De hecho, en algunos países o regiones son tan marcadas esas necesidades, que ya se están utilizando una o más de las tecnologías desarrolladas, de acuerdo con la disponibilidad de recursos y avances tecnológicos.

Las siguientes tablas presenten en forma resumida los principales combustibles alternativos disponibles, sus ventajas y desventajas.

HIDRÓGENO - SOLAR	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">• Fuentes de energía renovables.	<ul style="list-style-type: none">• Tecnología en fase experimental no disponible comercialmente antes de 10 años por lo menos.
<ul style="list-style-type: none">• Virtualmente libres de emisiones.	
<ul style="list-style-type: none">• No contribuyen al calentamiento global.	

ELECTRICIDAD	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">• Silenciosa	<ul style="list-style-type: none">• Tecnología al alcance del público en 5 ó 10 años
<ul style="list-style-type: none">• Los vehículos prácticamente no generan emisiones.	<ul style="list-style-type: none">• Velocidad máxima entre 50 y 80 km/h con los desarrollos actuales.
	<ul style="list-style-type: none">• Autonomía limitada entre 100 y 150 km.
	<ul style="list-style-type: none">• Recarga de energía toma entre 6 y 8 horas.
	<ul style="list-style-type: none">• El impacto ambiental dependerá de la fuente de la energía eléctrica.

GASOLINA ECOLÓGICA	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none">• Reduce inmediatamente la contaminación en todos los carros que la utilicen.	<ul style="list-style-type: none">• Beneficios ambientales desconocidos (dependen de la formulación final).
<ul style="list-style-type: none">• Red de distribución existente.	<ul style="list-style-type: none">• El combustible cuesta entre 5% y 10% más que la gasolina normal.
<ul style="list-style-type: none">• No requiere modificaciones en los vehículos.	<ul style="list-style-type: none">• Mantiene la dependencia del petróleo.
<ul style="list-style-type: none">• Favorece la combustión total de la gasolina, reduciendo emisiones de CO.	<ul style="list-style-type: none">• No reduce las emisiones de CO₂.

METANOL	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> Alto octanaje: 105 	<ul style="list-style-type: none"> Corrosivo
<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de HC entre 35% y 90% menores que la gasolina. 	<ul style="list-style-type: none"> Afecta la visión o puede llegar a ser letal si se respira
<ul style="list-style-type: none"> Produce menos CO2 cuando se quema (pero el impacto total de CO2 depende del método de producción: 10% menos si viene del gas natural y hasta 100% mayor si viene del carbón). 	<ul style="list-style-type: none"> Menos energía por galón: requiere tanqueo dos veces más a menudo.
<ul style="list-style-type: none"> El total de partículas tóxicas menores en 30% a 40% que la gasolina (pero un componente tóxico, formaldehído, un cancerígeno, puede ser de 4 a 8 veces superior que con gasolina. 	<ul style="list-style-type: none"> Dificultad en el arranque en bajas temperaturas.

ETANOL	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> Alto octanaje: 105 	<ul style="list-style-type: none"> Menor energía por galón; requiere tanqueos más frecuentes.
<ul style="list-style-type: none"> Recurso renovable (hecho de maíz o caña de azúcar). 	<ul style="list-style-type: none"> Costoso.
<ul style="list-style-type: none"> Produce menos CO2 por kilómetro, pero el impacto total dependerá del proceso de destilación y la eficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> Como aditivo de la gasolina, puede generar la formación de smog.
<ul style="list-style-type: none"> Como aditivo de la gasolina, baja las emisiones de monóxido de carbono. 	

GAS NATURAL	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> Abundante en todo el mundo. 	<ul style="list-style-type: none"> Recipiente de combustible engorroso y pesado que ocupa un volumen importante en el baúl del vehículo o disminuye su capacidad de carga.
<ul style="list-style-type: none"> Bajo costo. 	<ul style="list-style-type: none"> Autonomía reducida, requiere mayor frecuencia de tanqueo.
<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de HC 40% a 90% menores que la gasolina. 	<ul style="list-style-type: none"> El tiempo de llenado toma 2 a 3 veces más que con gasolina.
<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de CO 50% a 90% menores. 	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de suministro costosa
<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de CO2 10% más bajas. 	
<ul style="list-style-type: none"> Sistemas de distribución extendidos. 	

GLP	
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> Suministros abundantes. 	<ul style="list-style-type: none"> Recipiente de combustible engorroso.
<ul style="list-style-type: none"> Autonomía similar a la gasolina o ligeramente menor. 	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de gas orgánico no metano más altas que la gasolina.
<ul style="list-style-type: none"> Alto octanaje: 105 	
<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de CO se reducen en 50% -60%. 	
<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de NOx reducidas en 45%. 	
<ul style="list-style-type: none"> Reactividad del ozono 65% más baja. 	

La Tabla III-3 muestra en forma resumida las razones por las cuales algunos países utilizan los combustibles alternativos.

Economics	Air Pollution	Energy Security
United States	United States	United States
Australia	Australia	Australia
Canada	Canada	Canada
China	China	China
Holland	Holland	Holland
India	India	India
Indonesia	Indonesia	Indonesia
Malaysia	Malaysia	Malaysia
Mexico	Mexico	Mexico
Pakistan	Pakistan	Pakistan
Turkey	Turkey	Turkey
United Kingdom	United Kingdom	United Kingdom
Argentina	Argentina	Argentina
Egypt	Egypt	Egypt
France	France	
Germany	Germany	
Hong Kong	Hong Kong	
Italy	Italy	
Japan	Japan	
S. Korea	S. Korea	
Taiwan	Taiwan	
Thailand	Thailand	
Chile	Chile	
Venezuela		Venezuela
Brazil		Brazil
Poland		Poland
Russia		Russia

Tabla III-3: Países que usan combustibles alternativos y razones para su uso²³

²³ Fuente: Información tomada de la página web de la compañía Impco Technologies (www.impcotechnologies.com/market-segments.htm) empresa norteamericana fabricante de equipos de conversión de GLP y GNV.

III. 2. 2 ESTADÍSTICAS MUNDIALES SOBRE GLP Y GNV

A nivel mundial, el GLP y el Gas Natural son los combustibles alternativos más difundidos, siendo el GLP el energético de mayor uso después de la gasolina y el diesel, seguido por el Gas Natural.

La amplia aceptación de los combustibles gaseosos alternativos ha obedecido principalmente a:

- Recursos abundantes y económicos,
- Simplicidad de utilización ya que no se requiere realizar modificaciones importantes en los motores,
- Posibilidad de instalaciones duales que permiten el uso indistinto de la gasolina o el combustible alterno, ofreciendo posibilidades de circulación aún en zonas donde no exista infraestructura de distribución.

Se ha encontrado en diversas fuentes de información, detalladas a continuación, que los combustibles gaseosos son utilizados en cerca de 73 países distribuidos por los 5 continentes. Algunos lo hacen por factores ambientales y otros por factores económicos o de disponibilidad de los recursos.

	Países	Número de vehículos		
		GLP	GNV	TOTAL
Total países gases alternativos	73	9,314,080	4,289,873	13,603,953
Total países usan ambos	37	8,918,980	1,483,488	10,402,468
Solo GLP	9	395,100		395,100
Solo GNV	27		2,806,385	2,806,385

Tabla III-4: Total países y vehículos convertidos a GLP y GNV

Resulta muy interesante observar que en la mitad de estos países coexisten el GLP y GNV como combustibles complementarios, dado que es una realidad que el gas natural, por más extendido que esté, no alcanza a cubrir la totalidad de las regiones de un país y el GLP entra a llenar ese vacío, permitiendo a la totalidad de la población el beneficio de disponer de combustibles alternativos.

Las mencionadas fuentes de información son:

III.2.2.1.1 GNV: IANGV

La IANGC (International Association for Natural Gas Vehicles) es una organización internacional, de carácter privado, creada en 1986 para proveer a la industria del GNV de un foro de análisis y ser un núcleo de apoyo para el desarrollo de los mercados. Actualmente cuenta con más de 500 afiliados, entre particulares, corporativos y oficiales, de 43 países.

Anualmente organiza una serie de conferencias y exhibiciones donde se ventilan temas técnicos y de mercado, se presentan los nuevos desarrollos tecnológicos y se ofrecen los nuevos productos.

IANGV recoge información directa de sus afiliados e indirecta de fabricantes y proveedores para mantener unas bases de datos y generar estadísticas mundiales sobre GNV. Esta información es provista periódicamente a sus afiliados, aunque siempre hace la salvedad de que parte de dicha información puede ser inexacta, dado que no siempre es posible obtenerla directamente de las fuentes originales²⁴.

Ha trabajado con la organización ISO para desarrollar unas normas estándar mundiales que permitan unificar criterios en especial sobre la fabricación y mantenimiento de los cilindros y las boquillas de llenado. Con la ONU adelanta programas de generación de información sobre GNV.

III.2.2.2 GLP: WORLD LP GAS ASSOCIATION

La WLPGA²⁵ une los variados intereses de la industria mundial del GLP en una sola organización global independiente.

Establecida en 1987, la WLPGA se ha convertido en la voz autorizada de la industria del GLP, con asociados de todas partes del mundo. Reúne a compañías privadas y públicas dedicadas a una, varias o todas las actividades de la industria: Productores, comercializadores, transportadores, fabricantes de equipos, distribuidores, asociaciones nacionales y regionales y compañías de ingeniería y consultoría. Actualmente cuenta con más de 130 asociados.

A la WLPGA le fue otorgado el estatus de Consultor Especial para el Concejo Económico y Social de las Naciones Unidas en 1989 desde entonces ha desarrollado varias asociaciones con las mayores instituciones internacionales.

La misión de la WLPGA es promover el uso del GLP como un combustible limpio, de uso múltiple y eficiente. Asumiendo la vocería internacional para el GLP, la asociación procura:

- Desarrollar asociaciones con entidades internacionales apropiadas que le permita desarrollar con éxito su misión.
- Realzar la imagen positiva del GLP como una fuente de la energía segura, limpia y eficiente.
- Promover estudios que fomenten el uso del GLP.
- Impulsar el desarrollo de la tecnología que mejore continuamente la seguridad y la eficiencia en el uso del GLP.

²⁴ www.iangv.org/index.php?CategoryID=12

²⁵ www.worldlpgas.com

- Promover el intercambio internacional entre todas las partes involucradas con la industria del GLP.

A diferencia de la IANGV que está orientada exclusivamente al uso del gas natural vehicular, la WLPGA abarca la totalidad de la industria del GLP, siendo el GLP vehicular uno de sus campos de acción.

El manejo estadístico de la WLPGA es realizado por intermedio de compañías de consultoría internacional de reconocido prestigio. Las estadísticas presentadas provienen del documento oficial de la WLPGA, producido por MCH Oil & Gas Consultancy, denominado Statistical Review of Global LP Gas, 2004.

III.2.2.3 INVENTARIO MUNDIAL DE VEHÍCULOS Y ESTACIONES DE GLP Y GNV

La siguiente tabla presenta los datos disponibles sobre vehículos y estaciones a nivel mundial.

No.	País	GLP		GNV	
		Vehículos	Estaciones	Vehículos	Estaciones
1	South Korea	1,723,000	1,242	5,585	158
2	Italy	1,220,000	2,150	420,000	504
3	Poland	1,100,000	4,500	98	21
4	Turkey	1,000,000	4,000	400	5
5	Mexico	700,000	3,000	2,000	4
6	Russia	550,000	470	36,000	218
7	Australia	492,000	3,240	2,104	127
8	Netherlands	290,150	2,100	310	8
9	Japan	290,000	1,900	20,600	271
10	Bulgary	195,000	1,500	140	3
11	USA	190,400	4,300	130,000	1,300
12	France	180,000	1,850	7,100	102
13	Czech Republic	145,000	350	390	15
14	China	115,000	285	69,300	270
15	United Kingdom	105,050	1,272	875	34
16	Belgium	93,000	600	300	5
17	Canada	92,000	3,000	20,505	222
18	Pakistan	75,000	40	600,000	670
19	Iran	75,000	40	22,058	40
20	Hungary	75,000	483	202	13
21	Thailand	46,000	56	4,905	31
22	Portugal	35,000	210	242	5
23	Ukraine	28,000	110	45,000	130
24	Bielorussia	17,000	40	5,500	24
25	Latvia	16,000	80	350	4
26	Germany	15,000	470	27,175	539
27	Croatia	13,000	32	100	1
28	Venezuela	12,000	15	50,000	140
29	New Zealand	10,300	650	1,555	30
30	Taiwan	5,570	13	6	1
31	Spain	4,110	36	403	21
32	Denmark	2,750	40	5	1
33	Greece	2,500	39	40	
34	Norway	2,000	39	88	4
35	South Africa	2,000	30	22	1

36	Austria	1,150	15	350	45
37	Ireland	1,000	105	9,780	10
38	Lithuania	125,000	400		
39	Algeria	120,000	298		
40	Azerbaijan	50,000	70		
41	Romania	25,000	100		
42	Dominican Republic	22,000	40		
43	Sri Lanka	19,800	23		
44	Hong Kong	18,800	46		
45	Tunisia	7,500	13		
46	Guatemala	7,000	50		
47	Argentina			1,413,664	1,342
48	Brazil			1,000,000	1,000
49	India			204,000	198
50	Egypt			52,000	79
51	Colombia			43,380	78
52	Bangladesh			31,988	79
53	Bolivia			28,790	59
54	Malaysia			12,000	38
55	Chile			5500	13
56	Indonesia			4,660	28
57	Sweden			4,260	44
58	Trinidad & Tobago			3,812	13
59	Moldavia			800	87
60	Switzerland			800	36
61	Burma			200	5
62	Slovakia			170	7
63	Finland			84	3
64	Yugoslavia			81	1
65	Cuba			45	1
66	Iceland			44	1
67	Luxembourg			38	3
68	Nigeria			28	2
69	Uruguay			20	1
70	Philippines			12	1
71	North Korea			4	1
72	Singapore			4	1
73	Bosnia and Herzegovina			1	
	TOTAL	9,314,080	39,342	4,289,873	8,092

Tabla III-5: Número de vehículos y estaciones de GNV y GLP a 2003

El análisis de las cifras permite observar que a nivel mundial, existen algo más de 2 vehículos de GLP por cada vehículo de GNV, y casi 5 estaciones de GLP por cada estación de GNV.

No obstante la mayor disponibilidad y consumo de Gas Natural a nivel mundial²⁶, la razón de ser de la ventaja en el uso del GLP automotor con respecto al GNV, es básicamente económica. Mientras que la conversión de un vehículo a GLP tiene un costo aproximado entre 600 y 1,200 dólares, la conversión a GNV oscila entre 1,200 y 3,000 dólares. De igual forma, los equipos para una estación con capacidad para atender 200 vehículos diarios con GLP pueden costar entre 40,000 y 60,000 dólares, mientras que para GNV el costo oscila entre 500,000 y 700,000 dólares, ambas sin incluir el valor del terreno.

²⁶ El consumo mundial de gas natural en 2003 fue de 2,332 millones de toneladas de petróleo equivalente (BP Statistical Review of World Energy, June 2004) mientras que el consumo de GLP fue de 245 millones de toneladas de petróleo equivalente (Statistical Review of Global LP Gas, 2004), es decir, apenas una décima parte de aquel.

De otra parte, la decisión de utilizar uno u otro energético sustituto es política o económica, y no depende de la disponibilidad del recurso. En efecto, de los 64 países registrados como usuarios de GNV, 39 son importadores. De estos, 24 son importadores netos ya que no producen ni siquiera un pie cúbico de gas, tales como Japón, Francia, España, Turquía, la mayoría de países europeos y algunos asiáticos. En GLP las cosas son similares: de los 46 países usuarios del GLP vehicular, al menos 30 son importadores. En el archivo **Anexo 2 - Balances imp-exp.xls**²⁷ se presentan los cálculos correspondientes.

III.2.2.4 ARGENTINA: UN CASO PARTICULAR

La Argentina es el país donde más difundido se encuentra el GNV a nivel mundial, con más de 1'400,000 vehículos y cerca de 1,350 estaciones de llenado. Fue el primer país de Latinoamérica en incursionar en el campo del GNV, actividad que se inició en 1984 cuando se sentaron las bases para implementar el Plan Nacional de Sustitución de Combustibles en el Transporte.

Si bien no puede considerarse como una gran potencia en gas natural, si posee una industria madura altamente desarrollada, operada en su totalidad por el sector privado y regulada por el Estado. Poseía al 31 de diciembre de 2003 una reservas del orden de 23.4 Tera pies cúbicos (unas 5 veces más que Colombia) y una relación reservas/producción de 16.2 años²⁸.

En un país con tanta tradición en gas natural resultaba inconcebible la idea de utilizar el GLP como combustible alternativo. De hecho, desde 1975, mediante el Decreto No. 66 del 10 de enero, la Secretaría de Energía prohibió su utilización en vehículos automotrices de cualquier tipo, debido a que para ese entonces, Argentina era deficitaria en GLP y debía importarlo y subsidiarlo para uso doméstico.

Dicha prohibición se vio reforzada a partir de 1984 cuando se inició el proceso de conversiones con gas natural.

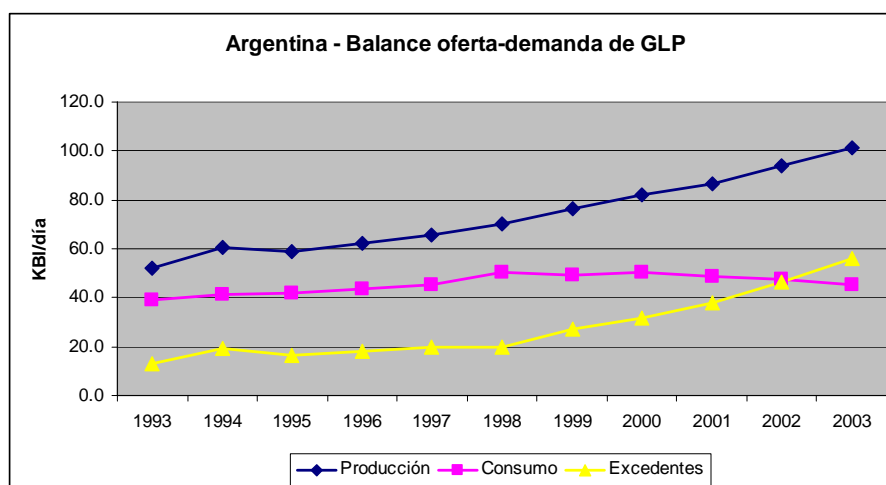
Sin embargo, después de 30 años, el gobierno decidió levantar las restricciones impuestas y abrir el mercado al GLP vehicular. Las razones para este cambio de política son varias:

- Un cambio radical en la matriz energética y los hábitos de consumo que generó un crecimiento importante de los excedentes exportables de GLP, situación que tiende a mantenerse en el mediano y largo plazo,

²⁷ Archivo anexo en medio magnético entregado con este documento

²⁸ BP Statistical Review of World Energy , June 2004

- Las tecnologías aplicables al GLP automotor se encuentran debidamente estudiadas y probadas para ofrecer altos estándares de rendimiento y seguridad.
- La certeza que por más desarrollado que se encuentre el mercado de gas natural, siempre habrá zonas y regiones que no podrán acceder a este servicio.



Gráfica III-7 – Balance Oferta-Demanda de GLP en Argentina²⁹

La Gráfica III-7 muestra cómo ha evolucionado el balance entre la oferta y la demanda de GLP en Argentina. Luego de ser un importador neto durante las décadas de los años 70 y 80, pasó a ser exportador en la década de los años 90, básicamente por un incremento importante en la oferta, donde prácticamente se duplicó en los últimos 10 años, pasando de 52 KBI/día a 105 KBI/día, con tasas de crecimiento cercanas al 7% anual.

La demanda, por su parte, tuvo un crecimiento constante hasta 1998 con tasas promedio del 5% anual. A partir de 1999 se estanca y comienza a declinar con tasas del 2% anual en promedio durante los últimos 5 años.

Como resultado, los excedentes exportables se multiplican por 4 en la última década, llegando incluso a superar el consumo interno en 2003. Las tendencias indican que este escenario de suficiencia se mantendrá por varios años.

Ante esta situación, la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, mediante la Resolución 131 del 4 de agosto de 2003, expide la reglamentación que levanta la prohibición del uso del GLP vehicular y provee las reglas para que esta actividad se realice dentro

²⁹ Fuente: Statistical Review of Global LP Gas, 2004

de unas condiciones de seguridad y eficiencia mínimas para garantizar el uso adecuado del recurso.

En los Considerando, la Secretaría de Energía argumenta:

“Que el Gas Licuado de Petróleo (GLP) por sus características técnicas es apto para el uso automotor, avalado por la experiencia internacional de su uso bajo condiciones de seguridad adecuadas.

Que la sustitución de combustibles líquidos por el GAS LICUADO DE PETRÓLEO AUTOMOTOR, (GLPA) con el actual grado de desarrollo de la tecnología, trae ventajas para la preservación del medio ambiente al mejorar la calidad de las emisiones de escape de los vehículos.

Que la preservación del medio ambiente en nuestro ordenamiento jurídico, proviene como mandato expreso de la CONSTITUCIÓN NACIONAL.

Que las condiciones actuales de mercado desregulado para los combustibles en automotores, torna necesario favorecer la competencia mediante la utilización de nuevos combustibles y a la vez proveer a las localidades que no se encuentran abastecidas de gas natural por redes, de un combustible alternativo.

Que las normas que se recomiendan han sido analizadas en extenso por esta Secretaría y por los distintos sectores involucrados, siendo además publicadas en Internet en el sitio de la SECRETARIA DE ENERGÍA para discusión pública y cuyas sugerencias y/o modificaciones fueron analizadas, siendo incorporadas al texto final aquellas consideradas de aplicación y compatibles con las consideraciones técnicas establecidas.

Que para que esas medidas puedan ser puestas en práctica es necesario dictar previamente normas para la registración, la comercialización y el uso del mencionado gas.

Que en una primera etapa y para posibilitar el control, se prevé la creación de un REGISTRO NACIONAL DE OPERADORES DE LA INDUSTRIA DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO AUTOMOTOR (RNOIGLPA), al cual deberá proveerse la información de cada uno de los operadores que inicien actividades inherentes al sector.

Que en una segunda etapa, se actualizarán los requerimientos mínimos para operar y en virtud del desarrollo experimentado se perfeccionará en cuanto fuere lugar la normativa dictada al respecto.

Que la SECRETARIA DE ENERGÍA es la Autoridad de Aplicación para ejercer el contralor en lo referente a Gas Licuado de Petróleo (GLP),

debiendo la comercialización y el uso del GAS LICUADO DE PETRÓLEO AUTOMOTOR (GLPA) estar sujeto a las normas de seguridad y técnicas que establezca esta Secretaría.

La Resolución incluyó 5 anexos, donde se dictaron las normas técnicas para el sector:

ANEXO I: Normas y especificaciones para la construcción y montaje del sistema de alimentación de Gas Licuado de Petróleo Automotor (G.L.P.A) en el vehículo.

ANEXO II: Normas y especificaciones para la construcción, instalación y habilitación de bocas de expendio de Gas Licuado de Petróleo Automotor (G.L.P.A.) públicas o cautivas.

ANEXO III: Normas y medidas de seguridad en bocas de carga, operación estacionamiento y reparación de vehículos propulsados a G.L.P.A.

ANEXO IV: Talleres de montaje, centros de revisión y rehabilitación de tanques y demás elementos para Gas Licuado de Petróleo Automotor (G.L.P.A).

ANEXO V: Registro Nacional de Operadores de la Industria del Gas Licuado de Petróleo Automotor (RNOIGLPA)

La Resolución 131 y sus anexos, acompañan el presente documento en el Anexo **Anexo 3 - Normas GLP Argentina.zip**³⁰

Los 37 países que utilizan GLP y GNC y la reciente decisión adoptada por las autoridades Argentinas para habilitar el uso del GLP vehicular, son una clara indicación que la coexistencia de ambos combustibles es perfectamente viable y que, ante la suficiencia de recursos, carece de sentido restringir el uso de alguno de ellos en un sector en particular ya que es una clara restricción a la sana competencia, se favorecen los monopolios y se restringe el desarrollo empresarial de las regiones.

Obviamente, resulta más sencillo orientar y promover el desarrollo de las fuerzas de mercado que mantener una lucha costosa e ineficaz contra la ilegalidad.

III. 2. 3 COMPARACIÓN DE PROPIEDADES

A continuación se presentan las principales características del GLP y el GNV en forma de tabla comparativa, procurando brindar total claridad sobre las ventajas y desventajas entre ambos energéticos, partiendo de la base que ambos son altamente benéficos frente a los combustibles tradicionales.

³⁰ Archivo anexo en medio magnético entregado con este documento

GLP	GNV
GENERALIDADES	
<ul style="list-style-type: none"> • Mezcla de Propano y Butano obtenida de la refinación del petróleo o de procesos de secado del gas natural. • Gaseoso a presión y temperatura ambiente, pero se licúa bajo presiones relativamente bajas. • El almacenamiento en estado líquido permite almacenar y transportar gran cantidad de energía en volúmenes relativamente pequeños. • Al ser gaseoso, se mezcla eficientemente con el aire antes de entrar al motor, permitiendo una combustión completa sin residuos de carbón en los motores. • No afecta la viscosidad del aceite, por lo que su vida útil se puede duplicar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Compuesto principalmente por gas Metano, que se obtiene directamente de yacimientos de gas natural o de procesos de degasificación del petróleo crudo. • Gaseoso a cualquier presión y temperatura. • Requiere de muy altas presiones para acumular volúmenes relativamente grandes. • Al ser gaseoso, se mezcla eficientemente con el aire antes de entrar al motor, permitiendo una combustión completa sin residuos de carbón en los motores. • No afecta la viscosidad del aceite, por lo que su vida útil se puede duplicar.
BENEFICIOS AMBIENTALES	
<ul style="list-style-type: none"> • Reduce las emisiones de CO y CO₂. • Con uso de convertidor catalítico reduce las emisiones de NOx. • Elimina las emisiones de partículas. • Elimina las emisiones de aromáticos. • Elimina las emisiones de HC. 	<ul style="list-style-type: none"> • Minimiza las emisiones de CO y CO₂. • Con uso de convertidor catalítico reduce las emisiones de NOx. • Elimina las emisiones de partículas. • Elimina las emisiones de aromáticos. • Elimina las emisiones de HC.
AUTONOMIA	
<ul style="list-style-type: none"> • Autonomía muy similar a la de la gasolina. • Rendimiento en kilómetros por galón ligeramente inferior a la gasolina. 	<ul style="list-style-type: none"> • Autonomía reducida debido al tamaño y peso de los cilindros. • Rendimiento en kilómetros por galón equivalente muy inferior a la gasolina. • Obliga a tanqueos muy frecuentes, situación crítica
SEGURIDAD	
<ul style="list-style-type: none"> • Cilindros diseñados para ser intrínsecamente seguros, probados a 3 veces la presión máxima de operación, resultando 10 veces más seguros que los tanques de gasolina. • Presiones de operación variando entre 80 y 140 libras por pulgada cuadrada (5.5-11 Bares). • El GLP es más pesado que el aire, lo que obliga a mantener algunas precauciones sobre el parque de vehículos en recintos cerrados o subterráneos. • Instalaciones técnicamente realizadas garantizan la seguridad al 100%. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cilindros diseñados para ser intrínsecamente seguros, probados a 1.5 veces la presión máxima de operación, resultando 100 veces más seguros que los tanques de gasolina. • Presiones de operación variando entre 3,000 y 3,500 libras por pulgada cuadrada (200-240 Bares). • El Gas Natural es más liviano que el aire, disipándose en la atmósfera en caso de escape. • Instalaciones técnicamente realizadas garantizan la seguridad al 100%.
MERCADO OBJETIVO	
<ul style="list-style-type: none"> • Vehículos livianos, medianos y pesados en excelente estado mecánico y en buenas condiciones de mantenimiento. • Motores a gasolina, carburados o inyectados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Vehículos livianos, medianos y pesados en excelente estado mecánico y en buenas condiciones de mantenimiento. • Motores a gasolina, carburados o inyectados.

CONVERSIÓN	
<ul style="list-style-type: none"> • Debe ser realizada en talleres especializados y debidamente certificados, por personal técnico calificado. • Vehículos deben ser examinados en banco de pruebas antes y después de la conversión para garantizar resultados. • El proceso de conversión tarda entre 1 y 2 días. • La conversión debe ser aprobada por un organismo certificador. 	<ul style="list-style-type: none"> • Debe ser realizada en talleres especializados y debidamente certificados, por personal técnico calificado. • Vehículos deben ser examinados en banco de pruebas antes y después de la conversión para garantizar resultados. • El proceso de conversión tarda entre 1 y 2 días. • La conversión debe ser aprobada por un organismo certificador.
EFICIENCIAS	
<ul style="list-style-type: none"> • En vehículos de carburador se mide una pérdida de potencia inferior al 8% frente a la gasolina. • Los vehículos de inyección sufren una pérdida de potencia inferior al 3% frente a la gasolina. 	<ul style="list-style-type: none"> • En vehículos de carburador se mide una pérdida de potencia entre 15% y 20%, frente a la gasolina, equivalente a la pérdida de un cambio. • Los vehículos de inyección sufren una pérdida de potencia entre 10% y 15% frente a la gasolina.
VENTAJAS FRENTE A LA GASOLINA	
<ul style="list-style-type: none"> • Económicas: El precio del GLP según la estructura vigente es de US\$ 11.94 por MBtu para ventas en cilindro de 40 libras (asimilable a la venta en estación), mientras que el precio de la gasolina es de US\$ 22.37 por millón de Btu, lo que genera un ahorro del 47%. • Ambientales: Ausencia de Benceno y Plomo. Bajas emisiones y ausencia de partículas. • Operativas: Posibilidad de circular en días restringidos cuando la prohibición obedece a razones ambientales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Económicas: El precio del GNV según la estructura vigente es de US\$ 10.48 por MBtu, mientras que el precio de la gasolina es de US\$ 22.37 por millón de Btu, resultando en un ahorro del 53%. • Ambientales: Ausencia de Benceno y Plomo. Bajas emisiones y ausencia de partículas. • Operativas: Posibilidad de circular en días restringidos cuando la prohibición obedece a razones ambientales.
COSTOS DE CONVERSIÓN	
<ul style="list-style-type: none"> • Costo de la conversión podría oscilar entre \$1'200,000 y \$2'500,000, según tipo de vehículo, tecnología de alimentación y número y tamaño de los cilindros. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de la conversión oscila entre \$2'500,000 y \$6'000,000, según tipo de vehículo, tecnología de alimentación y número y tamaño de los cilindros.
COSTO DE INFRAESTRUCTURA	
<ul style="list-style-type: none"> • Equipamiento mínimo de una estación de servicio con capacidad para atender 200 vehículos diarios oscila entre 40,000 y 60,000 dólares. • El mantenimiento de las instalaciones es económico y simple. • Costos de operación similares a los de gasolina y diesel. • Requisitos de seguridad muy altos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Equipamiento mínimo de una estación de servicio con capacidad para atender 200 vehículos diarios oscila entre 500,000 y 700,000 dólares. • El mantenimiento de las instalaciones es costoso y exigente. • Costos de operación muy superiores a los de gasolina y diesel. • Requisitos de seguridad moderadamente altos.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE VEHÍCULOS	
<ul style="list-style-type: none"> • Operación muy similar a los vehículos con gasolina. • En instalaciones duales existe la posibilidad de alternar los combustibles, de acuerdo con las necesidades de circulación o disponibilidad del combustible. • Revisión del sistema eléctrico recomendadas cada 15,000 kilómetros. • Revisión del sistema de gas recomendada cada 6 meses. • Revisión de los cilindros cada 5 años. • Trabajos en el motor deben ser realizados en talleres especializados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Operación muy similar a los vehículos con gasolina. • En instalaciones duales existe la posibilidad de alternar los combustibles, de acuerdo con las necesidades de circulación o disponibilidad del combustible. • Revisión del sistema eléctrico recomendadas cada 15,000 kilómetros. • Revisión del sistema de gas recomendada cada 6 meses. • Revisión de los cilindros cada 5 años. • Trabajos en el motor deben ser realizados en talleres especializados.

Notas:

- Información general tomada de la página web de la compañía Landi Renzo (www.landi.it/eng/info/faq_02.html), empresa italiana fabricante de equipos de conversión de GLP y GNV.
- Información de precios de combustibles tomados de Juan B. Saucedo, Canasta Energética Colombiana, Julio 4 de 2005.
- Información de costos de conversiones de GNV suministrados por Convertec Ltda. (convertec@etb.net.co), empresa de conversión de vehículos a GNV de Bogotá.
- Información de costos de conversiones de GLP suministrados por Saena de Colombia (www.empresario.com.co/saena/), compañía importadora de equipos y accesorios para GLP y gas natural.

El análisis de la anterior información permite concluir que ambos energéticos poseen fortalezas y debilidades frente al otro sin que se pueda asegurar que hay uno mejor que otro.

Para el caso colombiano la prohibición a la utilización del GLP automotor no ha obedecido a consideraciones económicas, prácticas o técnicas sino a percepciones sobre la inseguridad del GLP vehicular.

Actualmente y en el mediano y largo plazo, existe suficiencia de ambos energéticos para adelantar programas de uso masivo de cada uno de ellos. El valor agregado que se puede obtener, los beneficios ambientales derivados y la posibilidad de llegar a cualquier rincón del país, sugiere la necesidad de revisar la política y considerar, libre de cualquier apasionamiento, el verdadero potencial de un programa de GLP vehicular.

III. 3 POSIBILIDADES DEL GLP VEHICULAR EN COLOMBIA

El uso del GLP como combustible automotor en Colombia se presenta como una gran oportunidad para reactivar la demanda de este importante sector de la economía nacional. Si bien actualmente el uso del GLP como carburante se encuentra restringido, el superávit del combustible actual y futuro y el cubrimiento

parcial del gas natural sobre algunas regiones del país, permiten sugerir una apertura controlada hacia regiones y segmentos vehiculares que no son atendidos por el gas natural.

En los siguientes apartes se hará un breve recuento de la forma como ha sido manejado el tema en el país, los avances realizados, una estimación del mercado potencial y se propondrá un plan de acción para seguir en caso que se decida acoger la propuesta.

III. 3. 1 EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL

El uso del GLP automotor ha sido objeto de una amplia gama de decisiones: La primera referencia aparece en el Decreto 499 de 1948 del entonces Ministerio de Minas y Petróleos que, en su Artículo 15 contempló:

Decreto 499 de 1948

Artículo 15. *Cuando se usan gases líquidos como combustible para motores automovilarios, la apertura de descarga de la válvula de seguridad del depósito deberá estar situada en el exterior del vehículo y lejos de toda posibilidad de incendio o donde los vapores de escape puedan disiparse fácilmente a la atmósfera.*

De igual manera, la Resolución 0580 de 1960 de este ministerio, en su Capítulo XIII, Numeral 1, Artículos 106 a 114, hace referencia a las condiciones técnicas y operacionales para las estaciones de servicio de suministro de GLP automotor.

Estas referencias son una clara indicación que en algún momento el GLP fue considerado como una opción válida como combustible automotor. Por considerarlos de especial interés, a continuación se transcriben los artículos mencionados.

Resolución 0580 de 1960

CAPITULO XIII

Distribución del GLP al por menor.

1 - Estaciones de servicio.

Artículo 106. Definición. *Se entienden por estaciones de servicio aquellas donde se almacena y distribuye GLP a los tanques de combustible de los vehículos automotores.*

Artículo 107. Ubicación. *Una estación de servicio puede ubicarse en cualquier sitio de la zona urbana, a condición de que los tanques estén enterrados completamente, de acuerdo con las disposiciones que se enumeran en la presente reglamentación.*

Artículo 108. No se permitirá más de una estación de servicio por manzana en un barrio residencial, ni más de dos por manzana en un barrio industrial; ni podrán situarse a menos de 50 metros de templos, escuelas, teatros, hospitales, clínicas y edificios de comunidad.

Artículo 109. Distancias entre los tanques. Los tanques de almacenamiento de GLP deberán sujetarse a las disposiciones de los artículos 31 y 32 de la presente reglamentación.

Artículo 110. Los tanques de almacenamiento deben ser enterrados dejando una distancia de 60 centímetros entre el pavimento y la parte superior del tanque.

Artículo 111. Las estaciones de servicio podrán también almacenar GLP en cilindros para venderlo al público, siempre y cuando que se sujeten a la reglamentación establecida en los artículos 115 a 127 de la presente Resolución.

Artículo 112. Si existe peligro de que el escape de un tanque subterráneo pueda contaminar las aguas subterráneas y perjudicar al vecindario, dicho tanque deberá colocarse en una cámara impermeable de concreto o de ladrillo, impermeabilizado a continuación con cemento. El tanque deberá anclarse al fondo para impedir su flotación.

Artículo 113. La toma de llenado de los tanques de GLP deberá estar situada por lo menos a 15 metros de los surtidores de gasolina.

Artículo 114. Se deberá cumplir con las disposiciones del presente reglamento que tratan sobre instalaciones eléctricas, precauciones en el manejo, etc.

La siguiente referencia aparece en el Decreto 3065 de 1984, que en su Artículo 8 dijo:

Decreto 3065 de 1984

Artículo 8. El gas licuado del petróleo (GLP) o gas propano, estará destinado a consumo doméstico, salvo los casos de utilización industrial autorizados o que autorice el Ministerio de Minas y Energía. **En ningún caso podrá ser utilizado como combustible para vehículos automotores.** (Subrayado es nuestro)

En este Decreto el Ministerio fue tajante en la prohibición del uso del GLP vehicular. Esta prohibición se originó muy probablemente en la escasez de GLP ya que desde 1965, el Ministerio comenzó a administrar la demanda mediante el sistema de cupos³¹.

Este Decreto estuvo vigente hasta 1994 cuando el Ministerio expidió el Decreto 1604, mediante el cual se derogó el decreto 3065 y otros más.

³¹ Resolución 0904 de junio de 1965 del Ministerio de Minas y Petróleos. Ver Informe II - IV EVOLUCIÓN DEL SECTOR DE GLP EN EL PLAN DE GAS

Cuando el Decreto estaba en preparación, ECOPETROL hizo ver al Ministerio los inconvenientes que se podrían generar si este Decreto era derogado sin mantener, de alguna manera, la prohibición del uso del GLP en sectores diferentes al domiciliario. Recuérdese que en entre 1992 y 1995, ECOPETROL fue importador de GLP y el desborde del uso vehicular se percibía como una gran amenaza³².

Finalmente, el Decreto No. 1604 de 1994, quedó en los siguientes términos:

Decreto 1604 de 1994

Artículo primero. *Deróganse los Decretos 499 de 1948, 3065 de 1984 y 2613 de 1989 a partir de la fecha en que el Ministerio de Minas y Energía expida las reglamentaciones que contengan lo concerniente al almacenamiento, manejo y venta mayorista y minorista de Gas Propano, GLP, y el mantenimiento, reparación y reposición de cilindros y tanques estacionarios de Gas Propano, GLP.*

De esta forma, la prohibición del uso automotor quedó vigente hasta que el Ministerio publicase los reglamentos correspondientes, hecho que nunca sucedió.

No obstante las prohibiciones vigentes, ya se percibía que la situación importadora de ECOPETROL estaba próxima a terminar, dados los proyectos de ampliación de la planta de ruptura catalítica en la refinería de Barrancabermeja, la puesta en producción del campo de Opón, la entrada del gas de Cusiana y el impacto que el plan de gas natural tendría sobre el mercado de GLP. Este cambio en el panorama de oferta de GLP motivó la expedición del Documento Conpes 2801 de 1995, el cual retomó con mucha fortaleza el tema del GLP vehicular.

DOCUMENTO CONPES 2801 DE 1995

II. ESTRATEGIAS Y ACCIONES PARA EL AHORRO DE ENERGÍA

2. Sustitución de gasolina y diesel por GNC o GLP en el transporte

Se ha establecido que el impulso del uso de Gas Natural Comprimido y GLP, como sustituto de la gasolina y el diesel, puede significar al país un ahorro del orden de US\$ 280 millones, equivalentes a 3% del total de importaciones de gasolina del país. Además de lo anterior, esta sustitución representa beneficios ambientales, tales como reducción en cerca de 93% de emisiones de monóxido de carbono con respecto a la gasolina, y de óxidos de nitrógeno en 34%; de igual manera, el menor costo del GNC por galón equivalente permitirá reducciones de costos de 40%.

³² Ver Informe II - IV EVOLUCIÓN DEL SECTOR DE GLP EN EL PLAN DE GAS

De otra parte, las nuevas disponibilidades de GLP, originadas por la ampliación de la refinería de Barrancabermeja y el desplazamiento de este energético por la penetración del gas natural, generarían excedentes de GLP que pueden llegar a 5.000 b/d en el año 2.000. Si a lo anterior se suma la posible producción de GLP en los campos de Cusiana y Cupigua, que a partir de 1998 podría ser, en el mejor de los estimados, superior a 30.000 b/d, el país presentaría un escenario superavitario en este energético.

Ante esta situación, la sustitución de gasolina por gas se muestra como una alternativa interesante. En tal sentido, estudios preliminares de ECOPETROL muestran que, sustituyendo aproximadamente 10.000 b/d, podrá convertirse cerca del 50% del parque automotriz del servicio público de Bogotá en un período de seis años.

Para impulsar estos programas se considera necesario adelantar acciones como:

- a) estudiar la conveniencia de establecer una sobretasa al uso del diesel;*
- b) solicitar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público estudiar incentivos tributarios al uso del gas, tales como un IVA preferencial;*
- c) verificar, por parte de la autoridad ambiental competente, el cumplimiento de la reglamentación sobre prevención y control de la contaminación atmosférica; y*
- d) reglamentar a través del Ministerio del Medio Ambiente las tasas retributivas y compensatorias de aire, con el fin de disminuir la contaminación del aire y promover la sustitución hacia combustibles menos contaminantes.*

A nivel sectorial se requiere, por parte del Ministerio de Minas y Energía y del Ministerio de Transporte, las siguientes acciones:

- a) promover conjuntamente con las autoridades ambientales competentes la utilización de GNC o GLP para los vehículos, principalmente de servicio público que operan en las ciudades;*
- b) promover el establecimiento de una red de estaciones de servicio para el suministro de GNC y GLP;*
- c) promover mecanismos de financiación de los costos de instalación a los usuarios; y*
- d) el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con los Ministerios del Medio Ambiente y del Transporte, se encargará de supervisar y controlar el desarrollo de los proyectos de sustitución a GLP o GNC.*

Resulta interesante que los análisis y consideraciones realizados por el CONPES en 1995 son perfectamente aplicables y totalmente válidos para 2005.

Finalmente, Ley 698 de 2001 que modificó parcialmente la Ley 142 de 1994, incluyó un artículo referente al GLP vehicular

Artículo 22. Utilización del GLP como carburante. Autorízase a las empresas distribuidoras la utilización de GLP para consumo interno operativo, como carburante de los vehículos destinados exclusivamente al reparto de gas.

Resulta curioso observar cómo una Ley, expedida con el objeto de modificar la Ley de Servicios Públicos, terminó autorizando algo que de por sí estaba tácitamente autorizado por cuanto los distribuidores venían utilizando el GLP como carburante desde que la tecnología lo permitió, con el aval de las autoridades competentes. También resulta curioso observar cómo una ley de Servicios Públicos termina involucrada en un tema que no es de su competencia por cuanto los combustibles automotores no son un servicio público domiciliario y su manejo y regulación competen por entero al Ministerio de Minas y Energía.

III. 3. 2 AVANCES REALIZADOS

En 1995, basada en los lineamientos ordenados por el Documento CONPES 2801 y soportada por las expectativas de superávit de mediano y largo plazo de GLP, ECOPEPETROL se dio a la tarea de investigar y cuantificar el mercado automotor colombiano y las tecnologías disponibles y requerimientos para el uso seguro del GLP como carburante. Con los resultados de dichas investigaciones estructuró un esquema operacional y de control que permitiese desarrollar el mercado del GLP automotor.

Los trabajos de estructuración del esquema operacional y de control se hicieron con participación activa de representantes de la industria, incluyendo representantes de los distribuidores de combustibles quienes, en principio, podrían haberse visto afectados por la sustitución. La participación privada se hizo mediante la conformación de comités, de participación voluntaria, encargados de analizar y recomendar los procesos y metodologías para el desarrollo de las respectivas áreas. Los comités mostraron ser una gran herramienta de concertación al momento de definir políticas y planificar el desarrollo del sector.

El trabajo se desarrolló en diversas etapas.

III.3.2.1 ETAPA DE PLANEACIÓN

En esta etapa se identificaron siete áreas claves de éxito sobre las cuales se desarrollaron las diferentes estrategias y planes de acción, así:

- ÁREA DE CAPACITACIÓN

Encargada de organizar, diseñar y poner en marcha los procesos de capacitación necesarios para elevar el nivel técnico del personal involucrado en las diferentes actividades del programa.

Esta área fue muy activa ya que contó con su propio comité. Uno de sus pilares fue el conocimiento directo de las experiencias en países con amplia trayectoria en el uso del GLP automotor.

En desarrollo de sus objetivos, se programó una visita industrial a la Ciudad de México con el fin de conocer sobre el terreno el desarrollo de la industria del GLP automotor en ese país. El grupo, conformado por 19 personas, contó con la participación de empresarios y distribuidores de GLP, distribuidores de combustibles y funcionarios de ECOPELROL, el ICP e ICONTEC.

La visita fue coordinada por SECOFI (organismo oficial encargado de la regulación y control del GLP vehicular) y se tuvo oportunidad de apreciar el estado real y evolución del GLP automotor, mirando aspectos técnicos, de seguridad, legales, normativos y tecnológicos.

Esta área realizó 25 conferencias en un periodo de 1 año, orientadas a los diversos estamentos, oficiales y privados, relacionados con el sector.

Se diseñaron y estructuraron los cursos de capacitación a nivel de expertos, técnicos y operarios de estaciones de servicio y talleres de conversión. Se coordinó con el Sena la preparación de los cursos para técnicos y operarios. Los expertos serían formados directamente por instructores mexicanos.

- ÁREA DE NORMALIZACIÓN

Encargada de coordinar los procesos de normalización y reglamentación necesarios para la correcta marcha del programa y el diseño y conformación de la entidad de control.

Una vez se recogió la información técnica disponible y de realizar los respectivos análisis, se hizo un contrato con el ICP e ICONTEC, para elaborar las normas técnicas correspondientes.

En dicho trabajo se produjeron las siguientes normas:

NTC-3768: VEHÍCULOS AUTOMOTORES: Funcionamiento de vehículos con GLP. Centro de servicio especializado para conversión y mantenimiento de sistemas de carburación en motores con funcionamiento dedicado gasolina por dedicado GLP o dual/GLP gasolina.

NTC-3769 VEHÍCULOS AUTOMOTORES: Funcionamiento de vehículos con GLP. Estaciones de servicio para suministro de GLP

NTC-3770 VEHÍCULOS AUTOMOTORES: Funcionamiento de vehículos con GLP. Equipos para carburación dual GLP/gasolina o dedicada GLP en motores de combustión interna.

NTC-3771 VEHÍCULOS AUTOMOTORES: Funcionamiento de vehículos con GLP. Conversión de motores de combustión interna con sistema de carburación dedicada gasolina por carburación dual (GLP/gasolina) o dedicada GLP.

El texto de las normas de GLP automotor se adjuntan al presente informe en el archivo **Anexo 4 - Normas Icontec GLP motor.zip**³³

- ÁREA DE ECONOMÍA

Encargada de medir, en términos económicos y financieros, el impacto que el programa pudiera tener sobre los diferentes estamentos involucrados. Recomendación de márgenes y tarifas. Diseño de alternativas de incentivos.

Para efectos de realizar los diversos cálculos, tanto volumétricos como económicos, se desarrollaron modelos matemáticos especializados que permitieron medir el impacto económico para el país, para ECOPETROL, para los productores privados de GLP, para las estaciones de servicio, para los talleres de conversión, para los transportadores de GLP y para los usuarios finales. Así mismo se determinó el impacto fiscal ocasionado por el programa, se calcularon los márgenes y tarifas que hacían viable el programa y se hicieron cálculos comparativos entre GLP y GNC.

- ÁREA DE SUMINISTROS

Encargada del análisis de todo lo relacionado con la producción y transporte del GLP, la calidad del producto y el desarrollo de las nuevas reservas.

- ÁREA TECNOLÓGICA

Por intermedio del ICP, estuvo encargada de la ejecución de las pruebas de ruta y ensayos de laboratorio tendientes a recolectar la información técnica y ambiental que se ajuste a la realidad del país.

Se obtuvieron informes detallados de las pruebas de laboratorio y campo realizadas por el ICP.

³³ Archivo anexo en medio magnético entregado con este documento

- ÁREA DE COMERCIALIZACIÓN

Bajo su responsabilidad estuvo el diseño de las estrategias de penetración del programa y el diseño y ejecución de las campañas publicitarias y de difusión.

- ÁREA INSTITUCIONAL

Encargada del manejo del programa a nivel de la alta administración de ECOPETROL y demás entes gubernamentales involucrados en el procesos tales como MME, MMA, DNP, UPME, CREG, etc.

III.3.2.2 ESTUDIO DE MERCADOS

A comienzos de 1995 y como un paso intermedio para la obtención de la información básica del programa, se contrató un estudio de mercados con el Dr. José Eddy Torres, consultor, donde se midió el potencial de sustitución en Bogotá, Cali, Medellín y Bucaramanga, llegando a la cifra global de 161,100 vehículos entre transporte público urbano y metropolitano, taxis y flotas de carga urbana, de los cuales serían aptos para convertir algo más de 84,100 vehículos con un consumo aproximado de 28,000 barriles por día de GLP, sustituyendo algo más de 24,000 barriles por día de gasolina.

III.3.2.3 ORGANISMO DE CONTROL

Finalmente, los diversos comités, basados en el exitoso modelo mexicano, recomendaron la creación de un organismo de control, entidad de altísimo nivel técnico, de carácter oficial o mixto con participación directa de la industria y con nivel de autoridad suficiente, que se encargara de vigilar el cumplimiento de las normas tanto de los talleres de conversión, como de los importadores de equipos, las estaciones de servicio y el nivel técnico de mecánicos y operadores. Se consideró que si la industria misma se encarga de su autorregulación, se pueden esperar resultados de muy alta calidad.

Dicha recomendación surgió por el hecho que la legislación vigente en su momento daba jurisdicción de control del mercado de GLP a un sinnúmero de entidades de carácter nacional y local, tales como el Ministerio de Minas y Energía, las alcaldías, la Superintendencia de Industria y Comercio, la Superintendencia de Servicios Públicos, etc. Ante semejante cantidad de entidades involucradas, el control real se pierde en la mayoría de los casos, llegando incluso a existir conflicto sobre el alcance y responsabilidad de cada una de ellas.

En principio, se propuso que el organismo de control tuviera los siguientes niveles organizacionales y funcionales:

Nivel 1: Consejo o Junta Directiva.

Encargado de definir las políticas de desarrollo general del programa. Fija la orientación general y estrategias para el cumplimiento de los objetivos.

Nivel 2: Consejo técnico y Disciplinario

Encargado de estudiar y analizar las irregularidades que se puedan presentar, e imponer las sanciones a que haya lugar.

Nivel 3: Áreas Funcionales

- **Área Técnica:** Definir los esquemas tecnológicos aplicables al programa. Aprobar el ingreso de nuevos talleres o estaciones de servicio. Contratación de servicios de Expertos para supervisar talleres, conversiones y estaciones de servicio.
- **Área de Información y Estadística:** Manejar el sistema de información y comunicaciones. Emitir reportes estadísticos y publicaciones periódicas. Control de actividad de estaciones de servicio, talleres y personal. Contratación de servicios publicitarios, de divulgación y promoción.
- **Área de Normalización y Reglamentación:** Elaborar y mantener actualizadas las normas técnicas que garanticen calidad y seguridad.
- **Área Jurídica:** Verificar que las acciones de la entidad se desarrollen dentro del marco jurídico adecuado. Adelantar los litigios pertinentes. Control y seguimiento legal de sanciones.
- **Área de Capacitación:** Diseñar los programas de capacitación para cada nivel. Hacer seguimiento a los programas de capacitación. Promover cursos, seminarios y eventos de promoción.
- **Área de Administración y Finanzas:** Administración interna de la entidad. Manejo de los recursos financieros.

III. 3. 3 POTENCIAL DE SUSTITUCIÓN

Resulta muy útil estimar el número total de vehículos que podrían ser sustituidos con GLP y el consumo correspondiente, antes de tomar cualquier decisión en pro o en contra de un eventual programa de GLP automotor. Conocer de antemano la capacidad de un mercado permite diseñar las mejores estrategias de penetración y/o fijar metas de desarrollo.

El presente ejercicio no pretende encontrar cifras absolutas sino órdenes de magnitud, que coadyuven a la toma de decisiones.

III.3.3.1 DEFINICIÓN DEL MERCADO OBJETIVO

Un programa de GLP automotor viable podría estar orientado hacia:

- a. Vehículos de gasolina, independiente del tipo o tamaño, particulares o públicos, de modelos 1996 y más recientes.
- b. Departamentos que actualmente no tienen el servicio de gas natural.
- c. Ciudades intermedias y poblaciones menores que, teniendo gas natural, no son sujeto de programas de GNV.
- d. Departamentos donde el suministro de GLP es fácil, seguro y confiable.

III.3.3.2 MERCADO DE COMBUSTIBLES DE TRANSPORTE

El punto de partida para el presente análisis es el consumo nacional real de combustibles en transporte.

De las estadísticas de ECOPETROL de consumo de combustibles en 2004 se obtuvieron los siguientes volúmenes promedios en barriles por día:

Gasolina:	84,464
Diesel (*):	70,585
Total:	155,049

(*) Excluye Diesel Marino y electrocombustible.

De estos, se considera que el 95% de la gasolina y el 90% del Diesel se utilizaron en transporte. El resto se destinó a otros usos industriales, maquinaria agrícola y de construcción. Por lo tanto, los consumos en transporte aproximados, en barriles por día, fueron:

	Vehículos	Neto	Participación
Gasolina:	84,464 x 95% =	80,241	55.8%
Diesel (*):	70,585 x 90% =	63,527	44.2%
Total:		143,768	100.0%

De este resultado se puede observar que el 55.8% del volumen total consumido corresponde a gasolina y que el 44.2% restante es diesel. Este porcentaje de distribución se aplicará más adelante para cuantificar con alguna aproximación el número de vehículos a gasolina.

III.3.3.3 INVENTARIO DE VEHÍCULOS

El cálculo del número de vehículos rodantes parte de la información disponible en la página de Internet del Ministerio de Transporte³⁴, la cual presenta estadísticas sobre el número de vehículos registrados en las oficinas de cada departamento y de algunas capitales desde 1970.

La información presentada muestra el número de vehículos matriculados cada año, de acuerdo con los siguientes tipos:

- Automóvil
- Bus
- Buseta
- Camión
- Camioneta
- Campero
- Microbús
- Tractocamión
- Volqueta

Como está presentada, la información del Ministerio obliga a hacer algunas consideraciones prácticas para poder definir cifras en orden de magnitud. Un requerimiento mayor de exactitud obligaría a realizar estudios de mercado detallados que se escapan del alcance del presente informe.

Como la información corresponde al número de vehículos registrados cada año y no hace referencia alguna al número de vehículos retirados por obsolescencia, deterioro o pérdida, se hace necesario adoptar las siguientes suposiciones, dividiendo la información disponible en dos periodos:

- **De 1970 a 1995:** Se considera que de los vehículos más antiguos quedan activos alrededor del 10%, mientras que de los más cercanos a 1995 pueden estar circulando alrededor del 90%. Esto hace que del total de vehículos matriculados en este periodo pueden estar circulando, en promedio el 50%. A este factor se denomina “Factor de Supervivencia”
- **De 1996 a 2004:** De los vehículos matriculados durante este periodo se considera que el 95% puede estar en circulación. A este factor se denomina “Factor de Supervivencia”

Al combinar los resultados obtenidos en este y el anterior numeral, se llega a una cifra total de 1'612,100 vehículos activos, que corresponde al número total de vehículos que podían estar circulando en el país al 31 de diciembre de 2004.

³⁴ www.mintransporte.gov.co/Servicios/Estadisticas/Transporte_Automotor/

TOTAL NACIONAL	Registrados	Parque Activo	Distribución	
			Gasolina	Diesel
Anterior a 1996	1,730,072	50% 865,036	482,801	382,235
1996 o posterior	786,383	95% 747,064	416,958	330,106
Parque automotor registrado	2,516,455	1,612,100	899,759	712,341
			55.8%	44.2%

Del total anterior, 899,759 son vehículos a gasolina (55.8%) y 712,341 operan con diesel (44.2%).

Es importante resaltar que para esta aproximación, no se tuvo en cuenta el rendimiento energético de los combustibles y se considera que, en términos generales, un barril de gasolina equivale a un barril de diesel.

III.3.3.4 CÁLCULO DEL CONSUMO PROMEDIO DE GASOLINA

Para calcular el consumo promedio de gasolina por vehículo, se divide el consumo total de gasolina durante 2004 por el número total de vehículos, así:

Consumo de gasolina	80,241	Bl/día
Consumo total	3,370,122	Gal/día
Total de vehículos a gasolina	899,759	Vehículos
Consumo total promedio	3.75	Gal/día/veh.

La cifra de consumo total promedio calculada en 3.75 galones diarios por vehículo puede resultar a simple vista un poco elevada, aunque debe tenerse en cuenta que el cálculo incluye vehículos particulares y públicos, lo que tiende a elevar el consumo unitario promedio.

III.3.3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS DEPARTAMENTOS

Los departamentos se clasifican en tres grupos:

a) No viables

Son los departamentos que por su ubicación geográfica que dificulta su cubrimiento con GLP o por el tamaño del mercado, se excluyen de los cálculos. Si eventualmente se considera el ingreso de uno o varios de ellos, el resultado sería ampliar el mercado potencial.

Los departamentos excluidos son:

- Amazonas
- Arauca
- Choco
- Guainía
- San Andrés y Providencia
- Vaupés
- Vichada
- Guaviare
- Putumayo

b) Viables

Aquellos departamentos que no tienen redes de gas natural o que teniéndolas, por su tamaño, no son objeto de programas con GNV. Adicionalmente, cuentan con un buen servicio de distribución de GLP. La tabla presenta el número total de vehículos registrados en el periodo 1996-2004, incluyendo las capitales:

Departamento	Automóvil	Bus	Buseta	Camión	Camioneta	Campero	Microbús	Tractocam	Volqueta	Suma
Boyacá	6,042	482	725	696	1,480	905	472	346	76	11,224
Caquetá	633	23	51	89	130	134	89	1	1	1,151
Casanare	565	20	56	32	163	138	64	5	16	1,059
Cauca	3,631	73	212	237	1,146	596	539	79	47	6,560
Nariño	6,286	120	348	617	1,851	958	192	98	107	10,577
Norte de Santander	2,049	306	84	93	221	211	447	53	5	3,469
Total	19,206	1,024	1,476	1,764	4,991	2,942	1,803	582	252	34,040

c) Parcialmente viables

Departamentos que tienen servicio de gas natural y además cuentan con programas actuales o futuros de GNV. Dado que dichos programas se concentran en las capitales, se considera que el GLP automotor podría desarrollarse en las ciudades intermedias y poblaciones menores y alejadas de la capital. La tabla presenta el número de total de vehículos registrados en el periodo 1996-2004, excluyendo las capitales:

Departamento	Automóvil	Bus	Buseta	Camión	Camioneta	Campero	Microbús	Tractocam	Volqueta	Suma
Antioquia	75,899	678	1,035	4,238	13,558	13,455	3,204	716	182	112,965
Atlántico	21,545	1,709	980	912	5,103	3,082	1,415	181	92	35,019
Bolívar	4,662	131	285	223	1,243	960	235	29	8	7,776
Caldas	6,598	221	466	321	1,037	1,045	239	16	17	9,960
Cesar	1,982	26	20	65	519	175	132	3	8	2,930
Córdoba	2,137	127	30	134	821	733	48	3	9	4,042
Cundinamarca	45,432	1,564	1,875	7,067	13,395	11,382	2,874	1,285	345	85,219
Huila	2,858	37	126	374	1,401	803	348	34	117	6,098

La Guajira	42	12	19	25	221	10	19	2	1	351
Magdalena	2,132	29	141	106	593	243	260	24	5	3,533
Meta	3,710	62	386	217	1,097	880	325	43	18	6,738
Quindío	4,711	125	379	344	1,045	620	251	10	12	7,497
Risaralda	7,626	442	1,401	358	1,121	913	303	17	25	12,206
Santander	22,305	545	1,602	1,619	5,048	2,651	1,139	202	143	35,254
Sucre	842	12	35	50	245	227	46	3	17	1,477
Tolima	5,855	72	443	441	1,454	987	299	12	45	9,608
Valle	7,626	442	1,401	358	1,121	913	303	17	25	12,206
Total	215,962	6,234	10,624	16,852	49,022	39,079	11,440	2,597	1,069	352,879

III.3.3.6 EL MERCADO POTENCIAL

Una vez determinado el número de vehículos registrados para cada grupo de departamentos, se aplica el “Factor de Supervivencia” de 95% para vehículos 1996-2004 y el resultado se distribuye entre gasolina y diesel (55.8% y 44.2% respectivamente).

El número resultante de vehículos a gasolina corresponde al número total de vehículos que eventualmente podrían ser convertidos a GLP. Sin embargo, sería demasiado atrevido pretender la conversión de la totalidad de los vehículos, dado que algunos pueden resultar no aptos mecánicamente no obstante ser modelos recientes y en otros casos sus propietarios podrían no estar interesados en la conversión o carecer de los medios económicos para realizarla. De hecho, un escenario del 50% de sustitución podría ser considerado como el escenario optimista más probable.

Las tablas que se muestran a continuación calculan el mercado potencial, en número de vehículos, tanto para los departamentos viables como para los parcialmente viables.

Mercado potencial en número de vehículos para Departamentos Viables.

Departamentos Viables	Número de vehículos (Modelos 96-04)		Combustible		Mercado objetivo
	Total	95%	Gasolina	Diesel	50%
Boyacá	11,224	10,663	5,951	4,712	2,976
Caquetá	1,151	1,093	610	483	305
Casanare	1,059	1,006	561	445	281
Cauca	6,560	6,232	3,478	2,754	1,739
Nariño	10,577	10,048	5,608	4,440	2,804
Norte de Santander	3,469	3,296	1,840	1,456	920
Suma	34,040	32,338	18,048	14,290	9,025
Sustitución de gasolina BI/día					805

Mercado potencial en número de vehículos para Departamentos parcialmente Viables.

Parcialmente Viables	Número de vehículos (Modelos 96-04)		Combustible		Mercado objetivo
	Total	95%	Gasolina	Diesel	50%
Antioquia	75,899	72,104	40,243	31,861	20,122
Atlántico	21,545	20,468	11,424	9,044	5,712
Bolívar	4,662	4,429	2,472	1,957	1,236
Caldas	6,598	6,268	3,498	2,770	1,749
Cesar	1,982	1,883	1,051	832	526
Córdoba	2,137	2,030	1,133	897	567
Cundinamarca	45,432	43,160	24,089	19,071	12,045
Huila	2,858	2,715	1,515	1,200	758
La Guajira	42	40	22	18	11
Magdalena	2,132	2,025	1,130	895	565
Meta	3,710	3,525	1,967	1,558	984
Quindío	4,711	4,475	2,498	1,977	1,249
Risaralda	7,626	7,245	4,044	3,201	2,022
Santander	22,305	21,190	11,827	9,363	5,914
Sucre	842	800	447	353	224
Tolima	5,855	5,562	3,104	2,458	1,552
Valle	7,626	7,245	4,044	3,201	2,022
Suma	215,962	205,164	114,508	90,656	57,258
Sustitución de gasolina BI/día					5,106

Estos resultados muestran que no sería muy atractivo realizar el programa únicamente con los departamentos viables por cuanto el número de vehículos y volumen de gasolina sustituido no compensarían la magnitud de los trabajos de estructurar y poner a funcionar el organismo de control mencionado en los capítulos anteriores.

Por lo tanto, para que el programa sea viable, debe incluir los departamentos parcialmente viables, excluyendo las capitales de departamento y las poblaciones que cuentan con programas de GNV.

III.3.3.7 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE GLP Y VALOR DEL MERCADO

Departamentos	Gal/día/veh.	Vehículos	BI/día	Ingreso M\$/año
Viabiles	3.75	9,025	805	18,174
Parcialmente Viabiles	3.75	57,258	5,106	115,302
Total		66,283	5,911	133,476

En un escenario de cubrimiento del 50% del total del mercado disponible, se podría llegar a convertir algo más de 66,000 vehículos, requiriendo entre 4 y 5 años para cubrir el mercado objetivo.

Con el programa se podrían sustituir 5,900 barriles diarios de gasolina por GLP, cuya venta generaría unos ingresos adicionales al productor del orden de \$133 millardos al año, valorando el GLP a los precios actuales de mercado de \$ 1,472.95 por galón (Ingreso al productor). La gasolina sustituida se puede colocar en los mercados internacionales cuyos precios actuales resultan más atractivos que la venta en el mercado nacional.

III.3.3.8 RESUMEN DE RESULTADOS ³⁵

Debe anotarse que los cálculos que se presentan en este capítulo son aproximados y pretenden únicamente avanzar en los estimativos gruesos del potencial del mercado para el GLP automotor. Por consiguiente, las cifras deben entenderse como preliminares y muy aproximadas. Para una mejor definición de ese potencial se requiere un análisis de mercado mucho más completo cuyo alcance excede el objetivo de este Estudio.

La siguiente tabla presenta los resultados obtenidos para los departamentos viables y parcialmente viables, tanto en vehículos como en barriles por día, para escenarios de penetración variando entre 5% y 50% del mercado potencial total.

Mercado Objetivo	Número de Vehículos			Bl/día sustituibles			M\$/año
	Viables	Parcial	Total	Viables	Parcial	Total	
5%	903	5,725	6,628	81	511	591	13,347
10%	1,805	11,450	13,255	161	1,021	1,182	26,692
15%	2,708	17,178	19,886	242	1,532	1,773	40,045
20%	3,610	22,902	26,512	322	2,042	2,364	53,388
25%	4,513	28,630	33,143	402	2,553	2,956	66,741
30%	5,413	34,352	39,765	483	3,064	3,546	80,076
35%	6,317	40,075	46,392	563	3,574	4,137	93,421
40%	7,218	45,805	53,023	644	4,085	4,729	106,774
45%	8,122	51,529	59,651	724	4,595	5,320	120,121
50%	9,025	57,258	66,283	805	5,106	5,911	133,476

Resulta interesante observar que con los precios actuales de \$1,472.95 por galón de ingreso al productor, el mercado incremental de GLP podría generar al productor un ingreso adicional hasta de más de \$133 millardos anuales con muy

³⁵ Los cálculos presentados están desarrollados en detalle en el archivo [Anexo 5 - Dimensionamiento GLP automotor.xls](#) anexo en medio magnético entregado con este documento

pocos costos directos por cuanto ya existe la infraestructura de producción y transporte y el grueso de las inversiones requeridas en estaciones y talleres de conversión serían realizadas directamente por la industria, uno de los mayores interesados en dinamizar el mercado.

En opinión de los Consultores, el país no puede dejar pasar esta oportunidad de negocio para valorizar un recurso que siendo un subproducto, impacta toda la cadena comercial derivada. Estando *ad portas* de perder la autosuficiencia petrolera, los recursos adicionales que ofrece el GLP vehicular podrán aliviar en gran medida la carga de divisas que representará la importación de crudos para refinación al liberar volúmenes equivalentes de gasolina cotizados a mejor precio que el GLP en los mercados internacionales.

A todas luces resulta más práctico y económico exportar gasolinas a través de la infraestructura disponible que exportar GLP por una infraestructura incipiente que obligaría a realizar inversiones adicionales relativamente importantes para adecuar sistemas de transporte, almacenamiento y puertos.

III. 3. 4 PLAN DE ACCIÓN

En caso que se tome la decisión de habilitar el uso del GLP como carburante, se recomienda adelantar algunas acciones a fin de imprimirle nueva dinámica al proceso.

- Definir un organismo oficial o privado de suficiente capacidad de convocatoria y liderazgo para que dirija la fase inicial del proceso, tal como la ANH, el Ministerio de Minas y Energía, la UPME o ECOPEPETROL.
- Invitar a la industria y los gremios del sector a conformar los diversos grupos de trabajo para dinamizar, agilizar y enriquecer el proceso.
- Trabajar conjuntamente con el Ministerio de Minas y Energía el diseño de las estrategias para modificar la Ley 698 de manera que se amplíe el campo de aprobación para el uso del GLP vehicular al resto de vehículos y no solo a los de distribución.
- Estructurar la conformación del Organismo de Control.
- Definir el alcance y cubrimiento del programa y los cronogramas a seguir.
- Diseñar la estructura tarifaria del GLP vehicular. Considerar la posibilidad de asignar un ítem dentro de la misma para cubrir los gastos de funcionamiento del Organismo de Control. Debe tenerse en cuenta que el precio final del GLP automotor debe ser sensiblemente similar al del GLP domiciliario para evitar el desvío de destinación.
- Definir estructura impositiva o exenciones para el GLP automotor.
- Solicitar al Ministerio del Medio Ambiente el aval para las exenciones tributarias otorgadas por la Ley a procesos y equipos que preserven y mejoren el Medio Ambiente.
- Definir los programas de capacitación para expertos y técnicos.

- Revisar las normas técnicas existentes y elaborar las que hagan falta. Apoyarse en la experiencia adquirida con el programa de GNV.
- Diseñar y estructurar los sistemas de información que administrarán el programa.
- Diseñar estrategias de difusión y plan de medios.
- Estructurar plan de suministro confiable de GLP para el programa.

IV EVALUACIÓN DEL PLAN DE GAS

En la evaluación del Plan de Masificación de Gas combustible se tienen dos partes. En la primera se analizan las cuatro estrategias de desarrollo establecidas en los documentos de política energética del CONPES de 1991, y en la segunda parte, se identifican objetivos y alcances específicos los cuales son objeto de una evaluación detallada. El material para realizar el ejercicio anterior parte del Informe de Avance No. I, donde se analizan todos los antecedentes del Plan de Masificación del Gas combustible desde el Plan de Desarrollo de la Administración Barco Vargas, pasando por el Proyecto EUCOLERG hasta llegar a los documentos de Gobierno donde se definieron tanto las estrategias como los objetivos específicos. El resto de la información necesaria para evaluar tanto estrategias como objetivos se encuentra en los Informes de Avance II a VI.

IV. 1 EVALUACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS

IV. 1. 1 LA MASIFICACIÓN DEL GAS PROPANO

A diferencia de los postulados del Plan de Economía Social de la Administración del Presidente Barco Vargas y del propio Proyecto EUCOLERG, el Plan de Masificación del Gas Combustible presentó una visión equilibrada sobre el Gas Natural y el GLP estableciendo la necesidad de masificar su consumo en ambos casos por considerar que se trataba de energéticos complementarios y no antagónicos.

Para lograr la masificación en el consumo de gas propano se definió como política el pleno abastecimiento de este energético mediante una oferta combinada de importación y aumentos en la producción nacional. De esa manera se estableció que la demanda de gas propano se atendería mediante dos acciones específicas:

- Incremento de la producción interna
- Apertura de las importaciones de este energético.

Se estableció además que el sistema de cupos debería eliminarse en un periodo de un año aproximadamente si las medidas para incrementar la producción lograban implementarse. A fin de garantizar el cumplimiento de esta política, ECOPETROL recibió el mandato de adecuar la infraestructura portuaria y de almacenamiento en Cartagena y construir nuevas instalaciones donde fuera necesario a fin garantizar el pleno abastecimiento del producto al mercado nacional al tiempo que se aumentaba la producción interna particularmente en la refinería de Barrancabermeja.

Como resultado de la aplicación de esta estrategia se tienen los siguientes resultados:

- Por parte de ECOPETROL:
 - o Se adecuó el muelle de la refinería de Cartagena para el recibo de buques propaneros.
 - o Se instaló almacenamiento adicional en la refinería.
 - o Se adecuó la flota de remolcadores y planchones con tanques de GLP para transportar parte del producto por el río Magdalena hacia la refinería de Barrancabermeja. El sector privado también hizo su aporte mediante la adquisición de una importante flota de transporte terrestre en carrotaques.
- Como resultado de lo anterior, en el mes de Septiembre de 1993, se expidió la Resolución 31702 del Ministerio de Minas y Energía mediante la cual se eliminó el sistema de cupos y las zonas exclusivas y se creó la figura del distribuidor mayorista, el cual adquiere el producto directamente de ECOPETROL en las plantas de abasto, lo almacena y posteriormente lo entrega a los distribuidores minoristas para su venta al público.
- La eliminación de los cupos y las zonas exclusivas, le permitió al mercado beneficiarse de la nueva competencia entre distribuidores donde el servicio al cliente empezó a marcar la diferencia como criterio de escogencia entre los diferentes prestadores del servicio.
- Se consideró además que el esquema comercializadoras mayoristas-distribuidores minoristas, era el canal comercial adecuado para este mercado, pasando de un sistema administrado a un mercado sin restricciones de zonas y cupos, con control de precios. En ese mismo año comenzaron a operar 28 plantas mayoristas, cifra que ha venido creciendo paulatinamente a lo largo de los años con la construcción de 10 plantas nuevas, 3 de las cuales se han cerrado, 3 más se han fusionado y 1 estuvo sin uso a finales de 2004.
- En lo que se refiere a la distribución del GLP, el número de distribuidoras pasó de 193 a 132 entre 1993 y el 2003, lo cual obedece a los procesos de fusión y adquisición naturales en un mercado en expansión.

El incremento en la oferta local del producto, llevó a ECOPETROL a tomar medidas para dinamizar el mercado como la ampliación del plazo de pago a 30 días en 1996 y adelantar programas para incentivar el consumo como el *Gas para*

el Campo, que se llevó a cabo entre 1997 y 1999, alcanzando un cubrimiento de 90,894 nuevos usuarios en 197 municipios de 4 departamentos. Además, debe destacarse el impulso que la disponibilidad de GLP le dio al Programa de Sustitución de Cocinol gracias al cual aproximadamente 340,000 familias de la zona sur de Bogotá y el Altiplano Cundiboyacense, dejaron de consumir este energético y lo sustituyeron por gas natural y gas propano. En el Informe de Avance No. 5 se presenta un amplio análisis de los beneficios económicos y sociales de ambos programas.

Con este plan de incentivos y un mercado con grandes necesidades del producto, el consumo creció a razón del 6% anual en promedio a partir de 1993 y hasta el año 2000, pasando de 16,233 a 24,281 barriles por día, mientras que la oferta interna lo hizo a una tasa del 7.5% anual, pasando de 15,403 barriles diarios en 1993 a 25,472 en 2000.

Sin embargo, a partir del año 2001, el mercado del GLP ha venido sufriendo una contracción continua originada por varios factores entre los que pueden mencionarse los siguientes:

- El incremento de precios al público,
- La reducción de márgenes de los distribuidores,
- La sustitución por gas natural en las principales ciudades del interior del país.
- La problemática del orden público y restricciones a circulación de vehículos de distribución.

La confluencia de estos factores hizo que el promedio de consumo durante el 2004 alcanzara los 21,055 barriles por día, volumen similar al obtenido en 1996 y un 13.3% inferior al logrado en 2000.

Hacia adelante se presentan dudas sobre la sostenibilidad de este sector en vista de las escasas oportunidades comerciales que se tienen disponibles. Como estaba previsto, la penetración del gas natural en el sector residencial está desplazando el GLP mientras que el consumo industrial cada vez es menor por la misma competencia del gas natural. Sin embargo, otras posibilidades como su uso en el sector transporte está expresamente prohibido por Ley y en lo que respecta a las zonas rurales y la periferia de las ciudades se estima que los costos del servicio por las razones anotadas en el Informe de Avance No. II y IV enfrenta graves dificultades.

En resumen, la estrategia se cumplió. Sin embargo, hay incertidumbres sobre el desarrollo futuro de este sector. Adicionalmente, en la actualidad se espera la expedición del nuevo marco regulatorio tanto institucional como tarifario que marcará el desarrollo del GLP a mediano y largo plazo.

IV. 1.2 INCENTIVAR LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN TODOS LOS ELEMENTOS DE LA CADENA DEL GAS

La segunda gran estrategia del Plan de Masificación del Gas combustible consistió en incentivar la participación privada en la producción y comercialización de energía, tanto electricidad como gas natural, mediante el establecimiento de reglas de juego claras y de largo plazo. De esta manera se pretendía eliminar las presiones sobre el gasto público y que el Estado se limitara en lo sucesivo a un papel de regulador y promotor de proyectos.

Parte fundamental de la ejecución de esta estrategia se orientó hacia la construcción de la infraestructura de transporte de gas a fin de interconectar los campos de producción con las principales ciudades. Para tal efecto, se definió como ruta troncal del sistema de gasoductos el eje Ballena – campos del Huila, con una primera etapa hasta Barrancabermeja. Este sistema se completaba con cuatro transversales así:

- Costa Atlántica - Desde Guajira hasta Córdoba
- Puerto Berrío – Medellín
- Cusiana – Vasconia
- Conexión con el eje cafetero y occidente del país.

Posteriormente, en el mes de Marzo de 1993, se decidió que ECOPETROL sería el líder del Plan de Masificación de Gas para lo cual la contratación del sistema de transporte de gas se ejecutaría bajo la modalidad BOMT mediante la cual el sector privado acomete la inversión mientras que ECOPETROL garantizaba el pago de todos los costos incluyendo la disponibilidad permanente y la operación y mantenimiento de los gasoductos.

La evaluación de las decisiones tomadas en materia de producción de gas natural se comentará al analizar la estrategia número 4 que se refiere justamente a la optimización de las reservas de gas natural mediante la construcción de la red troncal de gasoductos.

En cuanto a resultados, se tiene que en cumplimiento de las directrices del CONPES, se desarrolló la interconexión de los campos de la Guajira, Opón en Santander y Cusiana con los centros de consumo en el interior del país mediante la modalidad *BOMT* bajo la cual ECOPETROL contrató con un tercero la construcción del gasoducto, su administración, operación y mantenimiento.

De esa forma se dieron al servicio los tres gasoductos principales del sistema de transporte del interior de país más los Ramales de los Departamentos de Boyacá y Santander. Es de resaltar que junto con la construcción del gasoducto principal se incluyeron en los contratos los ramales y *city gates* para atender las ciudades intermedias y poblaciones aledañas a las troncales. Los gasoductos construidos en este paquete de inversión y puestos en operación entre 1996 y 1997 fueron:

- Gasoducto Ballena-Barranca
- Gasoducto Mariquita-Cali
- Gasoducto Centro-Oriente
- Ramales de Boyacá y Santander

- Adicional a los tres gasoductos mencionados, en los activos de Ecogás se encuentran otros tales como: El Porvenir – La Belleza, Cusiana – El Porvenir, Montañuelo – Gualanday, Güepajé – Corozal.
- Otros gasoductos desarrollados como parte del plan de gas que conectaron las troncales de Ecogás a la ciudad de Medellín y otras ciudades intermedias de Huila y Tolima, son los siguientes: Sebastopol – Medellín, Neiva- Pitalito, Cogua-Bogotá, Yumbo Cali y Barrancabermeja-Bucaramanga.

En todos los casos la inversión ha sido de carácter privado empezando por los gasoductos y estaciones contratadas bajo el sistema BOMT, con excepción de Transmetano en la cual inicialmente Empresas Públicas de Medellín mantuvo una participación que posteriormente se vendió a Promigás.

Antes de la entrada en operación del sistema de transporte del interior del país, el número de distribuidores era de 11. En los años 1997 a 1999, este número se incrementó hasta 20. Con excepción de Empresas Públicas de Medellín y las distribuidoras de gas que controla Invercolsa en la cual ECOPETROL aún tiene una participación mayor al 50% y por lo tanto es controlante de Invercolsa, se encuentra que en los demás casos la participación en la distribución es de carácter privado.

Por otra parte, sobre el tema de comercialización mayorista y minorista de GLP, se observa que la participación en estas dos actividades ha sido preponderantemente de carácter privado. En cuanto se refiere a los temas de transporte y producción de GLP vía refinación o producción de hidrocarburos líquidos en los campos de producción, son temas que continúan bajo control estatal a través de ECOPETROL.

IV. 1. 3 ACERCAR LOS PRECIOS A LOS COSTOS REALES DE PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS

Una estrategia de fundamental importancia en la ejecución del Plan de Gas es acercar los precios a los costos reales de producción y prestación de los servicios con el propósito de dar señales adecuadas a los nuevos inversionistas. En los análisis de diagnóstico del Plan de Gas, se destacó la diferencia notoria entre los costos económicos de los energéticos y los precios al público lo que se reflejaba en subsidios de gran consideración. En la Tabla IV-1 se presenta la diferencia entre los precios al público en 1990, provenientes de los análisis realizados por el Proyecto EUCOLERG y los mismos precios para el año 2005 para los energéticos más relevantes en este análisis, comparados con un estimativo de los costos económicos de los mismos energéticos para los dos años anteriormente mencionados; para estimar los costos económicos se utilizó para el caso de la gasolina y el acpm una aproximación por paridad importación, para el fuel oil el precio de exportación de Ecopetrol, y para la energía eléctrica se utilizó un costo de generación estimado de 40 USD/kWh y los valores actuales de los demás componentes de la tarifa. Debe observarse el esfuerzo que ha realizado en ajustar los precios al público y acercarlos a los costos económicos de dichos energéticos.

	ACTUALES		EUCOLERG	
	Precio Público	Costo Económico	Precios 1990	Costo Económico
ENERGÍA ELÉCTRICA	32.71	30.53	9.05	34.49
GASOLINA 87-93 OCT.	22.32	26.98	7.80	7.55
DIESEL (ACPM)	12.44	17.01	6.98	6.62
GAS PROPANO	9.63		5.81	11.68
GAS NATURAL	7.05			
FUEL OIL CIB	6.01	5.46	2.17	3.22
CRUDO DE RUBIALES	5.07			
CARBÓN MINERAL	2.48			0.95

Tabla IV-1: Comparación precios actuales vs. precios y costos económicos 1990 USD/MBtu (todas las cifras en dólares corrientes de julio de 2005)

IV. 1. 4 OPTIMIZAR LA UTILIZACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL MEDIANTE LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED TRONCAL DE GASODUCTOS

La suficiencia de las reservas de gas natural para acometer un Plan de Masificación a escala nacional fue siempre una preocupación latente en los diferentes programas realizados desde mediados de los 80's. Por ejemplo, el Plan de Gas para el Cambio, de la Administración Barco, no cumplió sus objetivos por la percepción de insuficiencia de las reservas de la Guajira para atender los mercados del interior del país. Por otra parte, el Proyecto EUCOLERG, concluyó que con las reservas disponibles en su momento, no se lograría satisfacer adecuadamente la demanda del Plan de Gas para el periodo 1995-2015 y que se requeriría un esfuerzo en maximizar la producción de la Guajira y Cusiana. Se llegó a plantear por parte de El Proyecto la necesidad de importar desde Venezuela los volúmenes requeridos por el mercado colombiano.

Esas preocupaciones parecieron despejarse cuando en el documento CONPES de 1993, se revaluaron las reservas de la Guajira y se dio una primera cuantificación de las correspondientes a Cusiana, gracias a lo cual, se dio tranquilidad al mercado de que se contaría con las disponibilidades de gas suficientes para atender las demandas de mediano y largo plazo.

Sin embargo, en la realidad las cosas no se dieron de esa manera, y como se verá a continuación, puede decirse que en el tema de producción de gas natural, no se

cumplieron las metas de un pleno abastecimiento y al mismo tiempo de proyectar al mercado la confianza en la disponibilidad del producto. Cuando se estructuró el Plan de Masificación de gas era clara la necesidad de vincular la producción de los campos del Opón y del Piedemonte llanero. Sin embargo, eso no ocurrió debido a dos consideraciones:

1-) La pérdida de la producción del campo Opón lo cual cambió la planificación energética del sistema de gas a nivel nacional. Teniendo en cuenta que ECOPETROL ya había suscrito contratos de suministro de gas natural basados en la producción plena del gas de Opón, fue necesario importar volúmenes adicionales de gas de la Guajira y ampliar el gasoducto Ballena-Barrancabermeja, que conecta los mercados de la Costa y el Interior, el cual, de su concepción original como gasoducto de respaldo o “back-up” con una capacidad de 100 MPCD, pasó a 200 MPCD y se convirtió en la arteria principal del Plan de Gas en el interior del país. Esta situación incrementó los costos de transporte ya que fue necesario atender todo el mercado de la zona central con gas de la Guajira el cual tenía que ser transportado largas distancias hasta llegar a los mercados con mayor potencialidad de consumo como los de Bogotá, Medellín y Cali. Los campos del Magdalena Medio en particular el del Opón, comenzaron a perder producción aceleradamente hasta llegar a un nivel promedio de 51.4 MPCD y de 17.6 MPCD en 1998 y 1999 respectivamente para estabilizarse posteriormente en 7.5 MPCD, de un total esperado en la primera etapa de 100 MPCD sostenido durante un periodo de 15 años. Debe anotarse que a mediados de los 90's, las perspectivas del Campo Opón llegaban a una producción esperada a partir de nuevos descubrimientos del orden de 335 MPCD aproximadamente.

2-) Las demoras en la entrada en operación del campo de Cusiana-Cupiagua, lo cual generó congestión en el sistema de transporte, en especial en el tramo Ballena-Barrancabermeja. Esta situación es atribuida por los socios en el Contrato de Asociación, a las señales regulatorias de precios que no permitieron tomar en su momento la decisión de construir la planta de tratamiento. Adicionalmente, las nuevas tarifas de transporte en el interior del país tuvieron un retraso considerable en su definición lo cual a su vez impactó negativamente las decisiones de construcción de la Planta de Tratamiento de gas de Cusiana-Cupiagua, ya que el sector se quedó sin señales para adelantar los cierres de negocios requeridos. Por estas consideraciones, la producción del nuevo gas sólo estará disponible hasta Septiembre de 2005 cuando se dará al servicio la Planta de Tratamiento de Cusiana. Esta situación trajo como consecuencia restricciones en la oferta de gas al interior del país las cuales se tradujeron en la dificultad de ECOPETROL para atender nuevos consumos particularmente en el periodo comprendido entre el 2000 y el 2005.

Haber perdido la producción de un campo tan importante como el Opón sin contar con una fuente alterna de gas de reemplazo, ha hecho que en la práctica el sistema nacional haya enfrentado dificultades para poner en marcha una política más agresiva de masificación del recurso incluyendo la posibilidad de entrar a los mercados de exportación, además de las dificultades de suministro que han venido ocurriendo en el año 2005 el cual puede considerarse de transición caracterizado por una migración de los consumos del interior de gas de la Guajira a gas Cusiana.

En efecto, si bien la situación de abastecimiento de gas se normalizará a partir de Septiembre de 2005, es necesario reiterar que en los años previos, el sistema no contó con el gas suficiente para atender la totalidad de la demanda lo cual se manifiesta en la imposibilidad de ECOPETROL para asumir nuevas obligaciones en firme por parte de consumidores industriales y a la incapacidad del sistema de atender nuevos proyectos como fue el caso de la interconexión gasífera con Panamá.

No contar con un suministro suficiente para atender todas las necesidades del mercado a su vez no permite generar confianza entre los clientes sobre la disponibilidad del producto, lo cual se considera esencial para desarrollar una estrategia agresiva de penetración de este energético.

IV. 2 OTROS OBJETIVOS ESPECÍFICOS

IV. 2. 1 *EL TEMA ELÉCTRICO: LAS SEÑALES A LOS INVERSIONISTAS*

Contrario a la creencia popular, el tema eléctrico en el Plan de Masificación del Gas Natural, sólo fue considerado en el último documento CONPES de Marzo de 1993 y de una manera muy general cuando se dice que: “El Ministerio de Minas y Energía queda encargado de evaluar la inclusión de proyectos de gas para generación eléctrica en el interior del país, de acuerdo con la disponibilidad de este recurso”.

Ya en el Plan de Expansión presentado por la UPME en 1996, en el período llamado de corto plazo (1996-2000), se consideraba la construcción de 3,037 MW de los cuales 2,304 MW (76%) eran termoeléctricos y solo 733 MW (24%) hidroeléctricos mientras que a largo plazo (2000 – 2010) bajo un escenario de planeación indicativa, la composición final del parque de generación para el año 2010, llegaba a unos porcentajes de participación hidráulica entre el 59.5% y 52.9% y térmica entre el 40.5% y el 46.6%, dependiendo del escenario de crecimiento de demanda considerado. La composición hidráulica-térmica antes del Plan era de 78%-22%. Los inversionistas privados decidieron embarcarse en los proyectos de generación eléctrica a base térmica y asumir los riesgos correspondientes ante las múltiples señales recibidas del Gobierno Nacional, Ministerio de Minas y Energía, UPME y ECOPETROL sobre la plena disponibilidad y suficiencia de las reservas de gas natural para atender la demanda nacional de este energético y además partiendo de unos escenarios robustos de proyección de demanda eléctrica proveniente de fuentes oficiales como la UPME. Por ejemplo, en la revisión de los factores de utilización en el corto plazo para las plantas térmicas se encuentra que para los escenarios alto y bajo los valores proyectados eran de 60% en verano y 40% en invierno. Más aún, en el Plan de Expansión antes mencionado se considera un factor de utilización de 0.7 para proyectos termoeléctricos a gas y de 0.8 para proyectos termoeléctricos a carbón. En lo que se refiere a la demanda de energía eléctrica, aunque en los años 1996-2000 la tasa de crecimiento se mantuvo cercana al 2%, para los años siguientes se proyectaban tasas muy similares en todos los escenarios con crecimientos del orden del 6% y 7%.

Si bien se logró el objetivo de vincular el capital privado a los nuevos proyectos de construcción de plantas termoeléctricas a base de gas natural, la manera como evolucionaron tanto los sectores eléctrico como el de gas, cambió las bases sobre las cuales los inversionistas habían elaborado sus proyecciones iniciales. Algunos de los hechos que vale la pena señalar son los siguientes:

- La recesión económica de finales de la década trajo como consecuencia la pérdida de la dinámica de crecimiento del sector lo que se tradujo en una menor utilización de las plantas térmicas a gas.
- La pérdida de la producción del Campo Opón ya comentado en el numeral anterior.
- Las demoras en la entrada en operación del campo Cusiana lo cual retrasó considerablemente la expansión del gas en el interior del país y contribuyó al déficit en la zona central.

Los puntos anteriores se reflejaron directamente en los contratos de suministro de gas al activar las “Primeras Opciones de Compra” por medio de los cuales los generadores tuvieron que ajustar los porcentajes de consumo mínimo o “*take or pay*” hasta niveles superiores al 70 y 80% incrementando los costos fijos de operación del sistema térmico a gas.

Cualquier nuevo Plan de Expansión que contemple proyectos térmicos a gas natural necesariamente enfrentará los mismos grandes temas en la contratación del suministro y transporte que los proyectos construidos durante la década anterior. El punto es cómo repartir los riesgos entre productor-comercializador y clientes térmicos a fin de sacarle provecho a las experiencias del pasado y asegurar que el gas pueda seguir siendo una opción a considerar en los futuros planes de expansión del sector eléctrico.

IV. 2. 2 EL SISTEMA ELÉCTRICO CON Y SIN PLAN DE GAS EN EL INTERIOR DEL PAÍS

La relación entre la capacidad hidráulica .vs. térmica del sistema interconectado colombiano en virtud de las expansiones en la capacidad de generación a base de gas natural pasó de 78% vs. 22% a 66.9% vs. 32.8%. A fin de medir el impacto de este gran esfuerzo, se adelantaron los siguientes análisis para el periodo comprendido entre 1997 y 2004 a saber:

- Evaluación del Sector Eléctrico colombiano bajo las situaciones de Con y Sin Plan de Gas. En este caso se determinarán las diferencias en los costos de racionamiento, energía transada y costos operativos en ambos casos.
- Evaluación del Sector Eléctrico bajo las situaciones de Con Plan de Gas y Con Plan Alternativo. Para este caso, se determinarán los diferenciales de inversión en ambos casos lo mismo que las implicaciones operativas en costos de operación y racionamiento así como de energía transada.

Para tal efecto se ha supuesto que la expansión del sistema eléctrico comprende los nuevos proyectos a gas en la Costa Atlántica pero excluye las nuevas plantas de generación térmica a gas en el interior, debido a que aún en el escenario extremo donde no se hubiera estructurado el Plan de Masificación de Gas tal y como fue establecido en los documentos del CONPES de los años 1991 y 1993, los proyectos localizados en la Costa Atlántica hubieran seguido su curso debido a que ya contaban con la fuente de abastecimiento del gas de la Guajira y un sistema de transporte consolidado que hacía posible la entrega del gas natural.

En consecuencia las plantas a gas en el interior del país que serán objeto de la evaluación cuyos términos fueron comentados anteriormente son:

PLANTA	CAPACIDAD (MW)
TERMOVALLE	214
TERMOEMCALI	233
TERMO SIERRA CA	300
TERMO SIERRA CC	189
TERMOCENTRO	285
TERMODORADA	52
MERILECTRICA	157
TOTAL	1430

Si el país no se hubiera embarcado en un ambicioso programa para ampliar la capacidad de generación térmica a gas, en particular en la zona central, hubiera sido necesario estructurar un programa de expansión “Alternativo” cuya base seguramente estaría constituida por plantas a carbón. El verdadero problema de este Plan radicaba en la identificación de proyectos térmicos que pudieran entrar en operación en las fechas que se requerían. Habiendo consultado los Planes de Expansión de los 90’s y demás documentos particularmente de ISA y la UPME, se encontró que hacia 1993 se estaba finalizando la elaboración de los términos de referencia de la termoeléctrica a carbón mineral Paipa IV y se avanzaba en la evaluación del proyecto de TermoCesar. De no haber contado con la alternativa de generación a base de gas natural, el proyecto de Paipa se hubiese realizado, aunque habría sido necesario acelerar su entrada en operación teniendo en cuenta que la fecha originalmente planteada era enero de 1999.

Otros proyectos que se estudiaban eran: Tasajero II con una capacidad de 150 MW a ser instalado en el departamento de Norte de Santander, Tibitá con capacidad de 150 MW a instalarse en el departamento de Boyacá y Sinifaná de 150 MW en el departamento de Antioquia. Sin embargo, en ninguno de estos casos se había avanzado lo suficiente para llegar a cierres financieros lo cual indica que la ejecución de cualquiera de ellos o de todos, se habría adelantado en el contexto de un Plan de Choque o de Emergencia bajo la responsabilidad del Estado.

En conclusión, Sin Plan de Gas en el interior del país, se habría adelantado un Plan Alternativo con base en los proyectos a carbón con una capacidad total del orden de 900 Mw entrando en operación entre Noviembre -97 y Marzo-98 en fechas que tuvieran un impacto similar a la entrada de los proyectos a gas.

En el Capítulo II, se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos de la evaluación propuesta para los tres casos analizados: Con Plan de Gas, Sin Plan de Gas y Con Plan alternativo o Paralelo. Algunas de las conclusiones más relevantes son:

- Tomando los casos “Con y Sin Plan de Gas” se encuentra que en los rubros de costo de racionamiento y energía transada en bolsa, los valores diferenciales son: 162.4 y 265.7 para un total de 428.1 millones de USD a favor del Plan de Gas. Esta cifra se compensa parcialmente con los mayores costos operativos del sistema térmico cuyo diferencial entre ambos casos es de 123 millones de USD. Lo anterior indica que el impacto del Plan de Gas se sintió más en la evolución de la operación del sistema lo que se ha traducido en unos menores precios de bolsa o de energía transada, que en el menor impacto del eventual racionamiento de energía eléctrica a raíz del fenómeno de El Niño ocurrido en el periodo 1997-98.
- En lo que respecta a los Casos Con Plan de Gas y Con Plan Alternativo, el diferencial de costos por concepto de racionamiento es de 48.1 millones de USD a favor del Plan Alternativo, mientras que para los costos de energía transada en bolsa el diferencial es de 24.7 millones de USD a favor del Plan Alternativo. Si se incluyen los costos operativos, el diferencial total entre ambos casos asciende a USD 12.7 millones del 2004 a favor del Plan de Gas. En lo que respecta a los costos de racionamiento es interesante señalar que si bien la capacidad instalada a gas resulta mayor que en el caso de los proyectos a carbón y que el racionamiento en Gwh es menor para el caso “Con Plan de Gas” con respecto al caso “Con Plan Alternativo”, los costos de racionamiento son mayores para el primero con respecto al segundo. Sobre este tema el Capítulo II considera que la razón de lo anterior puede deberse a que por la vía de las señales regulatorias de transporte, de diferente naturaleza para ambos sectores, el eléctrico y el de gas natural, hace que en el sector eléctrico las plantas se localicen cerca de los nodos de demanda mientras que para el sector gas éstas se ubican cerca de los campos de producción, lo que reafirma la necesidad de que ambos sectores cuenten con señales consistentes para su desarrollo futuro.

Las cifras anteriores no incluyen el costo de la inversión requerida para la instalación de las plantas, la cual fue de USD 879.67 millones para el caso “Con Plantas de Gas” y de USD 1,860 millones para el llamado Plan Alternativo

Sobre estos resultados conviene hacer algunos comentarios adicionales:

- Contrario a lo que pudiera pensarse, la evaluación del costo de racionamiento que se hubiera evitado con el Plan de Gas con respecto a

no haber contado con dichas plantas en el interior, es de 416.63 GWh con un costo de 162.4 millones de USD. Incluyendo los menores costos por energía transada y los costos operativos se concluye que el país ahorró del orden USD 300 millones de dólares con la instalación de las plantas a gas en el interior del país tomando como periodo de análisis 1997-2004. No sería adecuado afirmar que para concretar estos ahorros fue necesario invertir USD 879.67 millones debido a que la vida útil de estas plantas es muy superior al periodo de análisis. Una conclusión de lo anterior es que el real impacto para el país de haber instalado aproximadamente 1400 MW de plantas a gas en el interior de Colombia, durante la década pasada, se verá más hacia el futuro que en retrospectiva, razón por la cual el ejercicio a realizarse sería evaluar la situación del sector eléctrico colombiano a mediano y largo plazo sin la presencia de esa capacidad de generación térmica a base de gas natural.

- En lo que respecta a la valoración de los costos Con Plan de Gas y Con Plan Alternativo, el diferencial entre ambos resulta muy bajo suponiendo claro está que las plantas térmicas hubieran entrado en operación en las fechas previstas. Sin embargo, debe anotarse que la ejecución del Plan Alternativo hubiera requerido la construcción de Plantas térmicas a carbón con unos mayores costos con respecto a la expansión a gas, cercanos a USD 980 millones. Luego, para el país resultó más beneficioso haberse embarcado en la opción de expansión de la capacidad de generación a base de gas natural y no de carbón.

Otros aspectos importantes que deben considerarse a la hora de las valoraciones son los siguientes:

- El impacto positivo en la industria y en general en el bienestar de las gentes al haber amortiguado la situación de racionamiento.
- Un mejor balance entre energía hidráulica y térmica en términos del comportamiento de los embalses lo cual ha permitido la optimización de la operación del sistema y le ha dado mayor fortaleza para atender situaciones hidrológicas críticas y atentados terroristas.
- Menores precios de la energía transada en bolsa con el consiguiente beneficio para los usuarios
- Con la entrada de las plantas en el interior del país, se evitó que el sistema se llenara de soluciones costosas de corto plazo como por ejemplo las unidades diesel y barcazas de común ocurrencia en el racionamiento 92-93.
- Permitted el aplazamiento de grandes inversiones en hidroeléctricas y carboeléctricas que de otra manera se habrían realizado con los costos financieros y de lucro cesante que eso conlleva. Preservó el esquema de participación privada en los nuevos proyectos de generación eléctrica. Las experiencias de racionamientos anteriores indican que estas soluciones de emergencia o adelanto de proyectos de más largo plazo resultan siendo responsabilidad estatal.

IV. 2. 3 LA COMPOSICIÓN DE LA CANASTA ENERGÉTICA

El objetivo básico del Plan de Masificación del Gas combustible era introducir cambios efectivos en la estructura energética de la sociedad colombiana. Existen varias referencias al tema en los documentos oficiales consultados aunque planteadas de manera general sin que se tengan memorias de cálculo que permitan entender la metodología de estimación de las proyecciones. Algunos de estos planteamientos son los siguientes:

- Dice el documento CONPES de Diciembre de 1991, que: “En el año 2005, se deberá multiplicar por cuatro el consumo residencial de gas, reducir el uso de leña, costosa para el medio ambiente; focalizar el uso de energía eléctrica en el sector industrial y disminuir la tasa de crecimiento de los derivados del petróleo. Así, con las mejoras en la eficiencia se podrá atender una demanda total que aumentará en más del 80% con un incremento inferior al 35% en el volumen de energéticos”. Al respecto se tiene lo siguiente:
 - o En el año 2003 comparado con 1990, el consumo de gas natural en el sector residencial, según los balances de energía de la UPME, pasó de 1012 Tcal a 6416 Tcal lo que conlleva una relación de 6:1.
 - o Se redujo el consumo de leña de 38.759 a 21.773 Tcal entre 1990 y 2003.
 - o En el sector industrial la participación de la energía eléctrica en el periodo antes anotado pasó de 13.3% a 15.3%.
 - o Entre 1990 y 2003, la participación de la gasolina en el consumo de energía final de los colombianos pasó de 24.2% a 17.8% mientras que el diesel aumentó de 9.0% a 15.0%.
 - o El consumo de energía en Tcal pasó de 202.926 en 1990 a 224.474 en el 2003 con un incremento del 11%.

Los indicadores anteriores muestran que algunos objetivos se cumplieron como el aumento en el consumo de gas en las residencias y la disminución en el uso de la leña a nivel país, mientras que otros no lo fueron tanto como la disminución del consumo de energía eléctrica en las industrias y la menor dependencia del consumo de combustibles.

- Dice el documento CONPES de Diciembre de 1991 lo siguiente: “En el mediano plazo se llevará gas natural y propano a más de 3.7 millones de familias...” Al respecto el resultado indica que a Diciembre de 2005, se tiene una cobertura de gas natural de 3.508.510 de usuarios y con GLP alrededor de 3 millones de familias.

Otros resultados importantes de resaltar en términos de consumo final de energía a nivel país entre 1990 y 2003, son los siguientes:

- Reducción de la utilización de la leña como componente energético del 21.7% al 9.7%.

- Caída de la participación de la gasolina motor entre los años 1999 y 2001 llegando a un nivel de 17.8% en el 2003 en buena parte por efecto de 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% y la energía eléctrica incrementó su participación del 10.4% al 14.0%.
- En el sector industrial 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%.
- En el sector residencial, el gas natural aumentó su participación del 2% a un 14%. Sin embargo, al cierre del 2003 la leña continúa participando con el 38% del consumo. Por su parte la energía eléctrica incrementó su participación del 20% a 29% en el período 1990-2003 en este mismo sector.
- En cuanto a la valorización de la canasta energética en el periodo 1990-2003, su resultado es altamente dependiente del valor que se le asigne al conjunto leña-bagazo que tiene un peso superior al 13% en el consumo de energía final. Por ejemplo, para precios bajos de leña-bagazo 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. Es decir, sobre la valorización de la canasta de energía, antes y después del Plan de Gas, los diferentes ejercicios realizados no son concluyentes. Sin embargo, si el consumo de energía de la sociedad hubiera continuado aumentando según las tasas de crecimiento poblacional, se hubiera alcanzado un consumo total 258,730 Tcal en el año 2003. Ese valor comparado con el consumo real de energía de 224,474 Tcal da como resultado un ahorro de 34,256 Tcal el cual valorizando los energéticos a los precios públicos actuales resulta en un ahorro promedio de 1,900 millones de USD de 2004. Debe tenerse en cuenta que esta cifra no considera las mejoras en los factores de eficiencia energética que de todas maneras se han venido dando en el país.

En general podría decirse lo siguiente:

- Sin el Plan de Gas, el país hubiera continuado atendiendo las necesidades de la población con una canasta de energía basada en el consumo de la electricidad para cubrir las necesidades de cocción y calefacción. Haber puesto en marcha el Plan de Masificación del Gas combustible permitió evitar distorsiones mayores en la estructura energética de la sociedad colombiana derivadas de una mayor dependencia de energéticos más costosos.

- La reducción en el consumo de leña es un punto a favor del Plan de Gas, gracias a la penetración del gas natural y a los programas de masificación del GLP en particular en las zonas rurales. Sin embargo, se tiene la percepción de que en parte dicha reducción puede deberse a las correcciones técnicas sobre las cifras de los balances previos las cuales podrían haber estado sobredimensionadas. Con todo lo anterior, el uso de leña continúa siendo un porcentaje alto de la canasta energética del sector residencial y requiere de medidas para su reducción. Se espera que estos elementos le den a la UPME bases para determinar si aún hace falta intensificar las campañas de promoción del gas en las zonas rurales o si se requiere de otro tipo de incentivos para lograr mejoras en estos indicadores.
- En cuanto se refiere a los combustibles, sin duda que el impacto de la recesión económica de finales de la década pasada se sintió en el consumo de gasolina mas no ocurrió lo mismo con el diesel, el cual incrementó su participación en el consumo final gracias a las señales de precios que favorecen su consumo con respecto a la gasolina. El hecho de que en la determinación de los precios de los combustibles se acepte la existencia de subsidios los cuales tienen un alto contenido de manejo político, a diferencia de los energéticos regulados por la CREG, establece un patrón de precios que induce variaciones en los comportamientos de los consumidores y dificulta una mayor penetración del gas natural vehicular.
- Finalmente, aunque la estructura del consumo de energía de los colombianos ha evolucionado favorablemente hacia un mayor uso del gas aún se tienen áreas de mejora tales como: menor consumo de leña en el sector residencial, sincerar los precios de los derivados del petróleo a los costos de oportunidad y promover un mayor uso del gas propano y natural en los sectores residenciales en reemplazo de la energía eléctrica.

IV. 2. 4 EL TEMA INSTITUCIONAL Y REGULATORIO

Los aspectos institucionales y regulatorios fueron tratados en todos los estudios y documentos sobre el Plan de Gas desde las primeras etapas del Plan de Desarrollo de la Administración Barco hasta nuestros días. Algunas de las propuestas contenidas en el Informe Final de Proyecto EUCOLERG fueron:

1. Concentrar el papel del Estado en las actividades de regulación y control y proponer los mecanismos necesarios para lograr la participación privada en particular en transporte y distribución de gas.
2. Conformar a corto plazo, hacia enero de 1994, una entidad encargada de la administración del sistema de transporte y la comercialización del gas natural.
3. Crear una Comisión Reguladora de Precios responsable de vigilar los precios de todas las fuentes de energía a fin de dar señales coherentes sobre los procesos de sustitución entre los energéticos en competencia. Se proponía que esta Comisión fuera un organismo autónomo del Gobierno

Nacional sin dependencia de ningún ministerio en particular y actuando de manera similar a como lo hace el Departamento Nacional de Planeación.

El Plan de Masificación de Gas propuesto en los documentos CONPES de 1991 y 1993 en cuanto a la estructura institucional del sector, planteó las siguientes consideraciones:

1. Propender por una mayor participación del sector privado en las inversiones y comercialización de gas natural y gas propano procurando una deregulación de precios y liberación de importaciones.
2. Enfocar el papel del Estado en la formulación de políticas, definición de un marco regulatorio y de los mecanismos de control correspondientes. Se planteó además que ECOPETROL vendiera sus participaciones en las empresas de gas a fin de destinar estos recursos a sus actividades prioritarias de exploración y producción y permitir la mayor participación privada en la dirección de las empresas.
3. La construcción de nuevas troncales estará a cargo del sector privado mientras que los sistemas de distribución podrá adelantarse con la participación de empresas privadas o mixtas.
4. El sistema troncal de gasoductos será de libre acceso. Los productores podrán acordar negocios de venta de gas natural directamente con los grandes consumidores.
5. Crear una empresa dedicada exclusivamente a la comercialización y transporte del gas la cual podrá comprar gas al productor y venderlo en puerta de ciudad mediante contratos de compra-venta a largo plazo. Una vez consolidada esta operación se evaluará la conveniencia de su privatización.
6. La comisión de regulación energética deberá establecer las metas volumétricas para el suministro de gas y el establecimiento de las tarifas de transporte y suministro al sector residencial. En lo que respecta a los precios en puerta de ciudad, éstos deben ser similares para las diferentes regiones del interior e incluirán la inversión y demás gastos a fin de dar una señal del costo económico del abastecimiento al tiempo que se garantiza la amortización del sistema de transporte.
7. El Ministerio de Minas y Energía queda encargado de evaluar la inclusión de proyectos de gas para generación eléctrica en el interior del país, de acuerdo con la disponibilidad de este recurso.

Puede decirse que en general, todas las principales recomendaciones sobre el tema regulatorio e institucional se cumplieron. Sin embargo vale la pena señalar algunos aspectos donde se observan diferencias importantes:

- El proyecto EUCOLERG recomendó que la Comisión de Regulación se encargara de “vigilar los precios de todas las fuentes de energía a fin de dar señales coherentes sobre los procesos de sustitución entre los energéticos en competencia”. Si bien se reconoce la dificultad institucional de que una sola entidad, en este caso el ente regulador, tenga el control de los precios

de todos los energéticos, es necesario indicar que la determinación de los precios debe obedecer a los mismos criterios establecidos en la Ley de Servicios Públicos los cuales son: Eficiencia Económica, Neutralidad, Solidaridad, Redistribución, Suficiencia Financiera, Simplicidad y Transparencia. Esta unificación de criterios no ha sido posible y esa es la razón por la cual los precios de los hidrocarburos líquidos tales como gasolina y diesel han seguido una senda diferente a los energéticos directamente controlados por la CREG como energía eléctrica, gas natural y GLP.

- En lo que respecta a tarifas y precios se decía que los precios en puerta de ciudad deberían ser similares para las diferentes regiones del interior. Literalmente este es un objetivo difícil de cumplir en la práctica. Sin embargo, en opinión del Consultor lo que se pretendía con esta recomendación era evitar que el transporte de gas natural se constituyera en el factor determinante a la hora de definir los precios en puerta de ciudad y que además el transporte llegare a convertirse en una especie de "arbitraje" respecto al uso de los recursos del gas natural en los diferentes mercados como ocurre en la realidad al punto que se tienen dos mercados independientes y segmentados donde es el transporte el que define cuál campo de gas natural se consume.

IV. 2. 5 COBERTURA Y BALANCE SOCIAL.

Un tema donde el Plan de Masificación ha sido particularmente exitoso es el balance social del Plan lo cual se traduce en la cobertura del gas a nivel de toda la población y en particular en los estratos mas bajos.

A Diciembre de 2004, el gas natural había llegado a 3.508.510 familias localizadas en 382 municipios de los cuales el 32%, es decir 121, corresponde a municipios de concesiones de áreas exclusivas.

En el documento CONPES de Diciembre de 1991, se había establecido como meta para el mediano plazo llegar a una cobertura de 3.7 millones de familias atendidas con gas natural y GLP. A Diciembre de 2004, sólo con gas natural se ha llegado a una cobertura de 3.5 millones de familias mientras que en GLP el cubrimiento se estima en 3 millones de familias adicionales para un total de 6.5 millones de usuarios.

A su vez programas como el de la Sustitución de Cocinol por Gas Natural y GLP así como el de Gas para el Campo, los cuales se analizaron a profundidad en el Informe de Avance V, alcanzaron beneficios para el país que pueden cuantificarse en 240 millones de USD.

En términos de cobertura por estrato se tiene que el 85% de los usuarios residenciales corresponde a los estratos 1, 2 y 3. Esta cifra se incrementa hasta el 92.5% en los municipios de áreas exclusivas lo que refleja el éxito en la cobertura social del Plan.

V LA REPOTENCIACIÓN DEL PLAN DE GAS

V.1 INTRODUCCIÓN

El Plan de Gas Combustible en Colombia ha sido exitoso en la implantación de sus estrategias probablemente con la excepción de la Número 3 - Acercar los precios a los costos reales de prestación de los servicios, en la cual el éxito ha sido parcial ya que permanecen los subsidios a los combustibles líquidos derivados del petróleo. Sobre la estrategia No.4, Optimizar la utilización de las reservas de gas natural mediante la construcción de la red troncal de gasoductos, si bien la construcción de la red se cumplió en su totalidad no ha ocurrido lo mismo con la oferta que muestra retrasos de consideración en la entrada del Proyecto Cusiana el cual finalmente será una realidad en Septiembre de 2005. Respecto a la estrategia No. 1 de Masificación del uso del GLP, si bien los logros en los primeros años fueron notables y todos los objetivos se cumplieron al 100%, el sector atraviesa una difícil situación de contracción de la demanda, con espacios comerciales cada vez más cerrados.

En otros aspectos el Plan de Gas presenta resultados muy importantes como por ejemplo en: Cambios en la Estructura de Consumo de Energía, El Impacto del Plan en el Sector Eléctrico, la Organización Institucional y Regulatoria y el Balance Social del Plan.

Por lo anterior, los elementos que se ponen a consideración de la UPME a fin de repotenciar el Plan de Gas Combustible son los siguientes:

- La compatibilidad en las señales de precios de los combustibles sustitutos: A fin de corregir las distorsiones que aún se observan en la determinación de los precios de los energéticos.
- Las señales a nuevos inversionistas: Si bien el mercado crecerá en el sector residencial y probablemente el industrial dependiendo de la competitividad del gas con otros energéticos sustitutos, los nuevos

consumos no generan la masa crítica para atraer la atención de grandes volúmenes de gas natural. En cuanto al sector eléctrico, habrá que observar los nuevos resultados del Plan de Expansión de la UPME. En ese estado de cosas, la exportación de gas natural puede llegar a convertirse en el factor dinamizador de esta industria. Sin embargo, es necesario dar las señales claras a los nuevos inversionistas en el “*upstream*” que permitan canalizar los esfuerzos de nueva oferta hacia el mercado externo.

- El GLP vehicular: En principio en aquellas zonas no cubiertas con programas de GNV. Se busca que el GLP vehicular se convierta en un factor dinamizador de la industria y que permita, al igual que ha ocurrido en otros países, aprovechar los excedentes del GLP para beneficio del país.
- El Marco Regulatorio: Se plantean conceptos sobre aspectos regulatorios que el Consultor en un Informe Especial le presentará a la UPME.

V.2 COMPATIBILIDAD EN LAS SEÑALES DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES SUSTITUTOS

Los diagnósticos sobre el sector energético de mediados de los 80's coincidían en señalar la necesidad de acercar los precios de todos los energéticos a los costos reales de prestación del servicio. Las diferencias notables entre costos y precios al público dificultaban los programas de masificación del gas natural y gas propano y se convertían en uno de los más graves obstáculos en procura de los necesarios cambios en la canasta energética de los colombianos. Por esa consideración, una de las recomendaciones del Proyecto EUCOLERG en su momento fue la creación de una Comisión Reguladora de Precios de Energía responsable de vigilar los precios de todas las fuentes de energía a fin de dar señales coherentes sobre los procesos de sustitución entre los energéticos en competencia. El Proyecto además planteaba la necesidad de que dicha Comisión fuera un organismo autónomo del Gobierno Nacional sin dependencia de ningún ministerio en particular y actuando de manera similar a como lo hace el Departamento Nacional de Planeación.

En la práctica, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – creada a partir de la Ley 142 de 1994, tiene como área de competencia la regulación relativa a los servicios públicos domiciliarios que para el caso que nos ocupa son los de energía eléctrica, gas natural y gas propano. Sin embargo, la determinación de los precios de los demás combustibles que inciden el desarrollo del sector del gas como es el caso de los derivados del petróleo corresponde a otras instancias. Por ejemplo, el fuel oil, se determina por parte de ECOPETROL con precios referidos a las cotizaciones internacionales del fuel oil de exportación, mientras que la gasolina y diesel son responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía. Así, mientras que el mandato regulatorio establece que los precios al usuario final de los servicios públicos domiciliarios deben reflejar los costos de prestación del servicio y define además reglas claras para el manejo de los

subsidios a los estratos bajos de la población, en el caso de los derivados del petróleo, en particular aquellos que impactan el uso del gas natural vehicular, se acepta un subsidio considerable cuya cuantía es reconocida por las propias instancias del Gobierno.

Para tal efecto, es necesario que la determinación de los precios tanto del gas natural como del propano y de todos los energéticos sustitutos incluyendo los combustibles líquidos aunque sean responsabilidad de entidades diferentes, obedezcan a los mismos criterios establecidos en la Ley 142 de 1994, de Servicios Públicos Domiciliarios en particular los de eficiencia económica y suficiencia financiera.

V. 3 EL MEDIANO PLAZO Y LAS SEÑALES DE NUEVOS NEGOCIOS

El desarrollo de la demanda de gas natural encuentra una gran oportunidad en el sector de las exportaciones de este energético. La suma combinada de los proyectos de Venezuela y Panamá podrían superar los 200 MPCD lo cual representa un 32.6% de la demanda nacional de gas natural del año 2004. Como se vio en los Informes de Avance anteriores, aunque la demanda residencial continuará su proceso de consolidación, su impacto en la demanda agregada es baja y en un sector como el industrial, su desarrollo hacia delante dependerá de la manera como evolucionen energéticos sustitutos como el carbón y el crudo pesado.

Sin embargo, concretar estas nuevas posibilidades de hacer negocios en el frente externo conlleva la necesidad de que el país tenga una hoja de ruta clara sobre la manera como se van a gastar las reservas disponibles de gas. Y en estas definiciones el papel del transporte de gas es fundamental. En efecto, como se indica en la Tabla V-1, en la práctica el sistema nacional de gas está dividido en dos sectores, el Norte, entre la Guajira y Sebastopol aproximadamente donde el gas de la Guajira es mas competitivo, y el Sector Sur, que comprende los mercados más importantes del interior del país (con excepción de Medellín), donde la competitividad favorece al gas de Cusiana. En la práctica se podría definir el sistema colombiano de gas como un país y dos mercados. Lo anterior quiere decir que, como están las cosas, no es posible intercambiar gas entre los dos sistemas y apoyar la oferta en aquella zona donde la demanda va en un proceso de expansión más rápido debido a que la estructura tarifaria del transporte de gas no lo permite.

	BALLENA			CUSIANA		
	20% F - 80%V	50 F% - 50% V	80 F% - 20% V	20% F - 80%V	50 F% - 50% V	80 F% - 20% V
LA MAMI	0.432	0.407	0.382	2.573	2.404	2.236
BARRANQUILLA	0.522	0.491	0.461	2.659	2.484	2.312
CARTAGENA	0.613	0.577	0.543	2.747	2.568	2.391
BARRANCA	1.205	1.151	1.096	1.335	1.226	1.119
SEBASTOPOL	1.367	1.290	1.213	1.179	1.093	1.007
VASCONIA	1.479	1.385	1.292	1.071	1.001	0.931
MARIQUITA	1.813	1.691	1.571	1.392	1.295	1.199
MEDELLIN	2.528	2.355	2.181	2.298	2.118	1.939
ARMENIA	2.525	2.355	2.187	2.078	1.935	1.792
BOGOTA	2.727	2.521	2.315	1.612	1.487	1.362
NEIVA	2.890	2.689	2.491	2.430	2.257	2.085
CALI	3.054	2.845	2.638	2.587	2.406	2.227

Tabla V-1: Tarifa de gas en Dólares/Mbtu para diferentes parejas de cargos fijos (F) y variables (V)

Por otra parte, en el interior del país, se tienen reservas significativas en el Campo Cusiana y Piedemonte las cuales están siendo objeto de un análisis detallado a fin de cuantificar el gas disponible para ventas. Sin embargo, BP ha manifestado su interés en evaluar las posibilidades de utilizar la tecnología de GTL – Gas to Liquids – lo cual le permitiría monetizar parte de las reservas de gas mediante la producción de hidrocarburos líquidos tales como gasolina y diesel para el mercado nacional.

Con ese panorama, es conveniente plantearse algunas preguntas clave así:

- Teniendo en cuenta que las exportaciones de gas natural tanto a Panamá como a Venezuela, tendrían que ser atendidas con gas de la Guajira, ¿Existe suficiente volumen de reservas y capacidad de producción para atender ambos mercados, uno sólo o ninguno, más el mercado de gas de la Costa Atlántica y el interior del país hasta Sebastopol?
- Si la respuesta es afirmativa, ¿Cuáles serían los máximos volúmenes a comprometer vía contratos de exportación?
- Si las oportunidades de nuevos negocios en el área de la exportación no pudiesen concretarse de manera plena por insuficiencia en la oferta del gas de la Guajira, ¿Cuáles son las señales que se deberían dar a los productores de gas del interior del país a fin de completar los niveles de producción requeridos que permitan atender estos nuevos negocios?
- ¿Cuáles sería el modelo tarifario de transporte que sería necesario establecer a fin de permitir el intercambio de gas entre los Sistemas del Norte y del Sur de tal manera que sea posible apoyar nuevos negocios en ambos sistemas?
- ¿Las decisiones de llevar a cabo los contratos de venta y exportación a nuevos clientes son responsabilidad exclusiva de los agentes privados o se espera que estos compromisos obedezcan a los lineamientos de un Plan indicativo del desarrollo del Sector del Gas Natural?

- ¿Quién o quiénes deberían ser los responsables de elaborar ese Plan indicativo?

En opinión del Consultor, las grandes decisiones del sistema de gas natural colombiano no deberían dejarse únicamente al libre albedrío de los agentes. Por eso es importante que se tenga un Plan indicativo que le permita a las instancias del Gobierno en especial al Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación, definir la hoja de ruta de tal manera que se combine el interés nacional con el beneficio privado. Un elemento clave de esta hoja de ruta es el tema del transporte de gas, cuya nueva metodología y tarifas correspondientes deberán estar en vigencia para el año 2008.

V. 4 EL GLP VEHICULAR

El país mantendrá su condición excedentaria de GLP, como mínimo, durante los próximos 8 años, lo cual sugiere la necesidad de desarrollar proyectos que incentiven el consumo o que permitan manejar mayores volúmenes de exportación.

De la investigación realizada sobre la estructura de consumo de gas natural y propano en el sector transporte se encuentra que ambos energéticos son utilizados en cerca de 73 países distribuidos en los 5 continentes. Es decir, en la mitad de los países del mundo coexisten el GLP y GNV como combustibles complementarios, dado que es una realidad que el gas natural, por más extendido que esté, no alcanza a cubrir la totalidad de las regiones de un país mientras que el GLP puede entrar a llenar ese vacío. Adicionalmente el número de vehículos que utilizan GLP es de 9.3 contra 4.3 millones del gas natural, mientras que el número de estaciones compresoras es mayor en el caso del GLP con respecto al sistema de gas natural en relación aproximada de 5:1. Las cifras anteriores señalan que el uso del GLP automotor está más extendido que el GNV en todo el mundo y que en la mayoría de los países se permite que los usuarios escojan cuál energético les conviene más para la atención de sus necesidades particulares. Mientras tanto en Colombia el GLP automotor está prohibido por Ley de la República.

Los análisis realizados indican que la ventaja en el uso del GLP automotor con respecto al GNV, es básicamente económica. En efecto, la conversión de un vehículo a GLP tiene un costo aproximado entre 600 y 1,200 dólares y la de GNV oscila entre 1,200 y 3,000 dólares. De igual forma, los equipos para una estación con capacidad para atender 200 vehículos diarios con GLP pueden costar entre 40,000 y 60,000 dólares, mientras que para GNV el costo oscila entre 500,000 y 700,000 dólares, ambas sin incluir el valor del terreno.

Aún en países que pueden considerarse como pioneros en el uso del GNV, como es el caso de Argentina donde se encuentra la tercera parte del parque automotor

a nivel mundial que utiliza gas natural, después de 30 años, el gobierno decidió levantar las restricciones impuestas y abrir el mercado al GLP vehicular. Algunos de las razones anotadas son:

- Al igual que en Colombia, se han producido cambios en la matriz energética y en los hábitos de consumo de la población lo cual ha generado un crecimiento importante de los excedentes exportables de GLP, situación que tiende a mantenerse en el mediano y largo plazo.
- Las tecnologías aplicables al GLP automotor se encuentran debidamente estudiadas y probadas para ofrecer altos estándares de rendimiento y seguridad.
- Por más desarrollado que se encuentre el mercado de gas natural, siempre habrá zonas y regiones que no podrán acceder a este servicio.

Consistente con lo anterior, la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la República Argentina, mediante la Resolución 131 del 4 de agosto de 2003, expidió la reglamentación que levanta la prohibición del uso del GLP vehicular y provee las reglas para que esta actividad se realice dentro de unas condiciones de seguridad y eficiencia mínimas para garantizar el uso adecuado del recurso.

En el caso colombiano la prohibición a la utilización del GLP automotor no ha obedecido a consideraciones económicas, prácticas o técnicas sino a percepciones sobre la inseguridad del GLP vehicular. Sin embargo, ya es hora de que los usuarios y los industriales del GLP puedan promover el uso de un producto, aceptado en el resto del mundo, siempre que se cumplan de manera plena las condiciones de seguridad que se exigen en estos casos.

El cálculo del potencial de sustitución conlleva una investigación del sector transporte que trasciende el alcance previsto para este Estudio. Sin embargo, con carácter estrictamente preliminar se adelantaron una serie de ejercicios cuyo contenido se presenta en el Capítulo III de este Informe de Avance a fin de realizar estimaciones gruesas respecto al volumen incremental de GLP que se utilizaría en este programa cuya orientación es la siguiente:

- a. Vehículos a gasolina, independiente del tipo o tamaño, particulares o públicos, de modelos 1996 y más recientes.
- b. Departamentos que actualmente no tienen el servicio de gas natural.
- c. Ciudades intermedias y poblaciones menores que, teniendo gas natural, no son sujeto de programas de GNV.
- d. Departamentos donde el suministro de GLP es fácil, seguro y confiable.

Para tal efecto, los departamentos del país se clasificaron en tres grupos desde la óptica del programa de GLP vehicular:

- No Viables: Son aquellos que por su ubicación geográfica se dificulta su cubrimiento con GLP o bien que por el tamaño de mercado, se excluyen de los cálculos. (Por ejemplo: Amazonas y Arauca entre otros).
- Viables: Aquellos departamentos que no tienen redes de gas natural o que teniéndolas, por su tamaño, no son objeto de programas con GNV. (Casanare, Cauca y Nariño).
- Parcialmente viables: Son los departamentos que tienen servicio de gas natural y además cuentan con programas actuales o futuros de GNV. Dado que dichos programas se concentran en las capitales, se considera que el GLP automotor podría desarrollarse en las ciudades intermedias y poblaciones menores y alejadas de la capital.

Con los supuestos que se presentan en el Capítulo III, se encuentra que en escenarios de penetración entre el 5% y el 50% de los vehículos a gasolina posteriores a 1996 que se encuentren en los departamentos viables y parcialmente viables, el consumo de GLP podría estar entre 591 y 5900 barriles por día, lo que representaría un incremento entre el 2.8% y el 27.9% con respecto a la demanda actual de GLP.

El capítulo presenta igualmente unas recomendaciones a seguir a fin de explorar con más detalle este mercado potencial. Sin embargo, es de esperarse que con estos análisis se genere interés en las instancias de Gobierno que definen la política energética a fin de evaluar con más detalle la potencialidad de este programa y sus beneficios para el país, teniendo en cuenta las experiencias internacionales y muy en particular la del caso argentino, donde es el usuario final quien toma las decisiones.

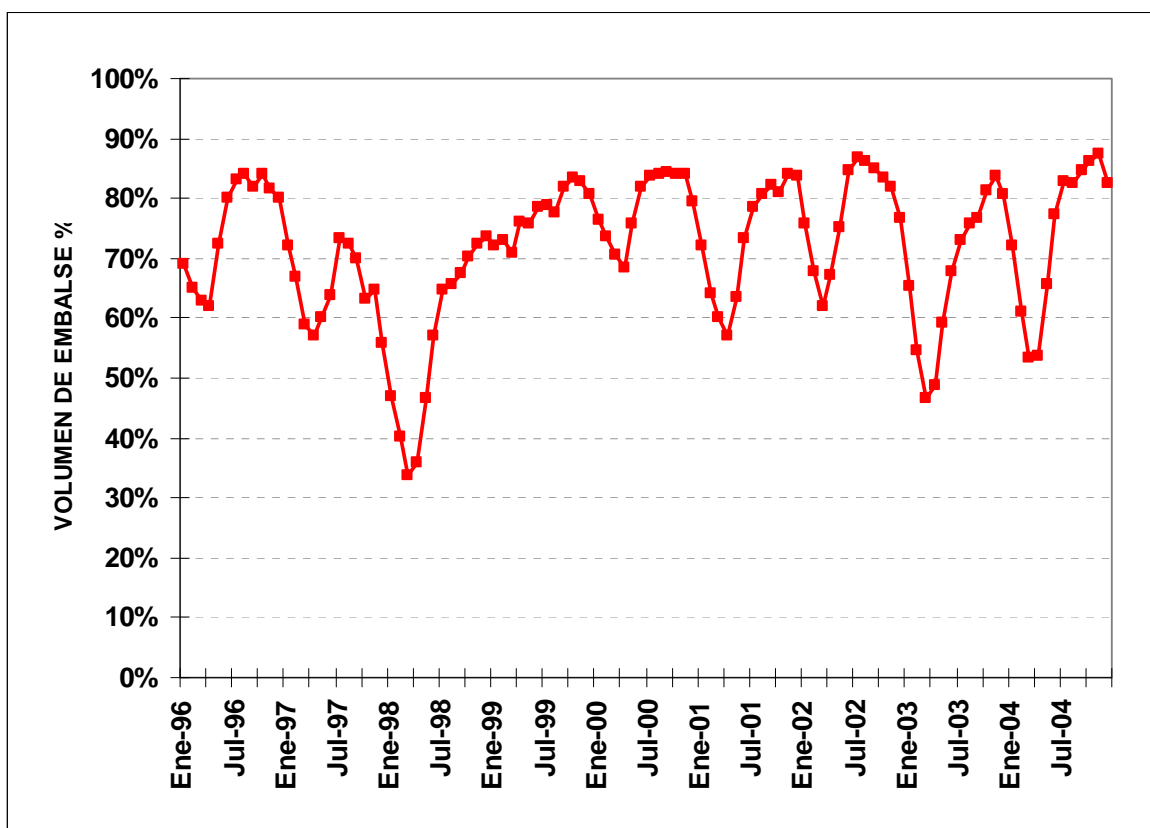
V. 5 TEMAS REGULATORIOS

Serán objeto de un Informe Especial para la consideración de la UPME.

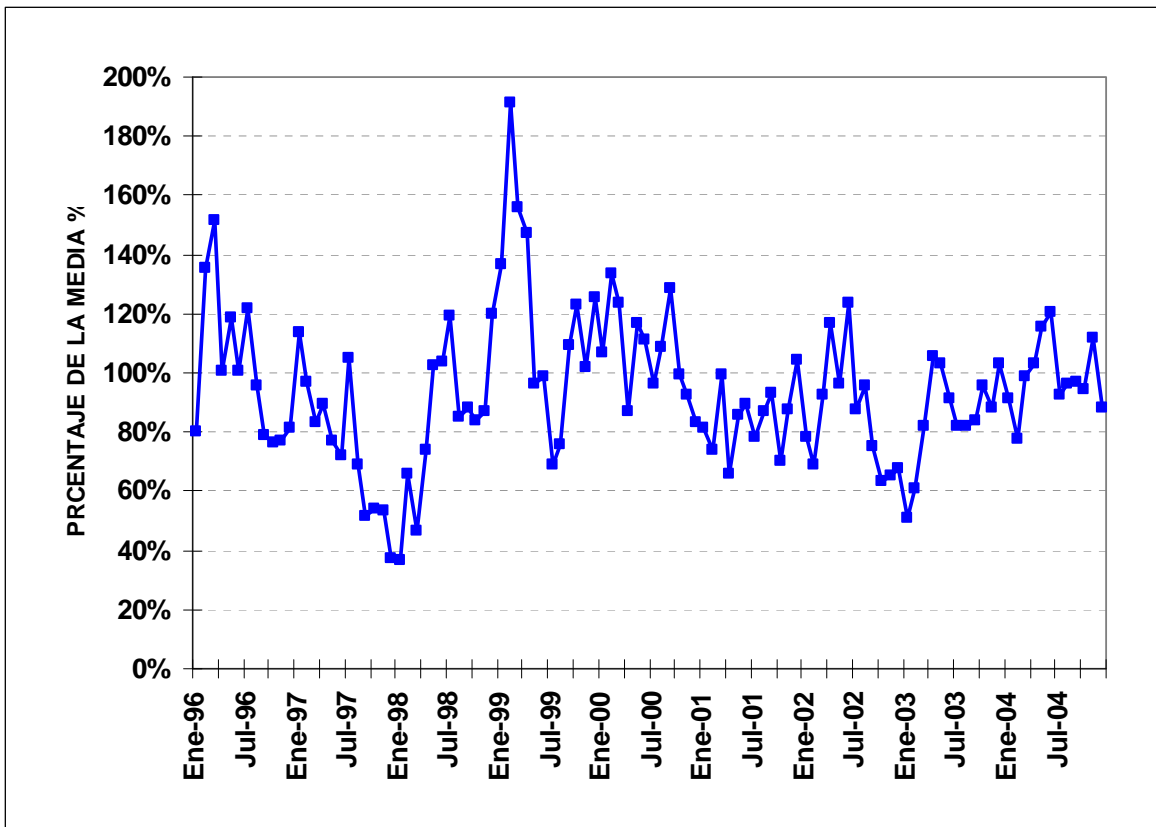
ANEXO No. 1

Descripción y comportamiento de las principales variables que impactan el funcionamiento del sistema eléctrico nacional 1997 - 2004.

COMPORTAMIENTOS HÍDRICOS



Comportamiento del Embalse



Aportes hídricos

DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Demanda de Potencia:

PERIODO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
ENE	7067	7358	6980	6993	7282	7244	7484	7592
FEB	7150	7483	7278	7103	7285	7482	7872	7745
MAR	7271	7506	7178	7139	7286	7417	7704	8221
ABR	7175	7448	7107	7105	7268	7404	7696	7925
MAY	7167	7470	7030	7143	7241	7513	7535	8010
JUN	7084	7337	7053	7103	7195	7296	7494	7883
JUL	7173	7376	7118	7183	7224	7352	7516	7831
AGO	7318	7372	7116	7231	7348	7437	7483	7773
SEP	7127	7428	7176	7277	7350	7433	7691	7761
OCT	7327	7413	7291	7306	7382	7492	7786	7797
NOV	7425	7460	7234	7408	7501	7654	7899	7969
DIC	7559	7433	7345	7712	7787	8078	8257	8332
MÁXIMA	7559	7433	7345	7712	7787	8078	8257	8332

Demanda de Potencia 1997-2004 MW

PERIODO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
ENE	3453.0	3554.5	3482.2	3453.0	3558.3	3659.5	3783.0	3810.4
FEB	3369.0	3321.0	3255.8	3369.0	3321.0	3466.5	3538.9	3743.8
MAR	3591.8	3591.9	3591.1	3591.8	3667.8	3697.9	3891.0	4028.7
ABR	3388.7	3388.8	3426.2	3388.7	3493.5	3677.2	3693.8	3791.0
MAY	3615.2	3615.3	3533.1	3615.2	3667.9	3812.1	3887.2	3931.5
JUN	3473.6	3473.6	3407.4	3473.6	3502.3	3599.5	3642.1	3835.8
JUL	3565.6	3565.7	3520.9	3565.6	3629.8	3756.5	3902.6	3937.0
AGO	3608.3	3608.2	3542.9	3608.0	3767.	3827.6	3885.6	4027.2
SEP	3517.9	3518.2	3468.4	3517.9	3635.4	3754.5	3833.6	3903.4
OCT	3621.8	3622.1	3553.5	3621.8	3761.6	3893.6	3940.2	4000.9
NOV	3571.2	3571.5	3472.1	3571.2	3613.9	3758.9	3809.4	3921.7
DIC	3684.4	3684.6	3581.4	3684.4	3760.1	3907.5	3963.5	4088.0
TOTAL	42,460.1	42,515.4	41,385.0	42,460.1	43,378.6	44,811.3	45,770.8	46,878.9

Demanda de Energía 1997-2004 GWh

FECHAS DE ENTRADA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

Desde el mes de agosto de 1998 hasta el momento, se han instalado en el Sistema de Interconexión Nacional 2,494 MW, de los cuales 1,156 MW corresponden a gas natural, 1,170 MW a hidroeléctricos y 168 MW a carbón mineral. En la tabla abajo se presenta la capacidad y fecha de entrada en operación comercial de los proyectos de generación.

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FOC
FLORES 2	GAS	90	16- May -1996
CALDERAS	HIDRO	26	12-Jul-1996
TEBSA 11	GAS	97	03-Ago-1996
TEBSA 12	GAS	97	05-Ago-1996
TEBSA 13	GAS	97	24-Jul-996
TERMOCENTRO CA	GAS	198	21- Mar-1997
TEBSA 14	GAS	97	01-Sep-1997
TERMODORADA	GAS	52	15-Sep- 1997
TEBSA 22	GAS	95	02-10-1997
TEBSA 21	GAS	95	23-Nov-1997
TERMO OPÓN 1	GAS	104	12-Dic-1997
MERILÉCTRICA	GAS	160	01-Feb-1998
TERMO OPÓN 2	GAS	104	01-Mar-1998
TERMO VALLE CA	GAS	130.5	20-Mar-1998
TERMOVALLE CC	GAS	214	17-Dic-1998

TERMOBARRANQUILLA	GAS	233	-Jul-1999
TERMOCANDELARIA	GAS	300	- May-2000
TERMOCENTRO CC	GAS	288	01-Nov-2000
TERMOSIERRA CA	GAS	150	07-Feb-1998
TERMOSIERRA CA	GAS	150	09-Mar-1998
BARRANQUILLA 3	GAS	64	01-Oct-1998
BARRANQUILLA 4	GAS	65	01-Oct-1998
TERMOPAIPA IV	CARBÓN	168	Ene-1999
TERMOEMCALI	GAS	233	01-Jul-1999
URRÁ I	HIDRO	340	Jun-2000
PORCE 2	HIDRO	392	Jun-2001
RÍO PIEDRAS	HIDRO	19.4	Mar-2000
SONSÓN 2	HIDRO	9.8	Sep-2001
PAJARITO	HIDRO	4.5	Sep-1999
DOLORES	HIDRO	8.5	Feb-2000
TERMOPIEDRAS	GAS	3	01-Mar-2000
TERMOCANDELARIA 1	GAS	150	01-Jun-2000
TERMOCANDELARIA 2	GAS	150	01-Jun-2000
PUENTE GUILLERMO	HIDRO	0.9	01-Sep-2001
MIEL I	HIDRO	396	Dic-2002
CHARQUITO	HIDRO	19.4	
SAN ANTONIO	HIDRO	19.4	
TERMOCOCA	GAS		08-Nov-2003
SAN JOSÉ	HIDRO	0.4	16-Nov-2003
TERMOCANDELARIA	GAS	14	26-Nov-2003
EL LIMONAR	HIDRO	18	06-Dic-2003
LA TINTA	HIDRO	19.4	06-Dic-2003
TEQUENDAMA	HIDRO	19.4	10-Abr-2004
JÉPIRACHI	EÓLICO	19.5	27-Abr-2004
TERMOYOPAL 2	GAS	30	29-Jul-2004
MERILÉCTRICA	GAS	168	16-Ago-2004
FLORES 2	GAS	13	18-Sep-2004
FLORES 3	GAS	25	18-Sep-2004
LA HERRADURA	HIDRO		08-Oct-2004
MIROLINDO	HIDRO	1.2	03-Nov-2004
LA VUELTA	HIDRO	11.8	18-Dic-2004

Retiros de las plantas de generación

PROYECTO	TIPO	ROC
COSPIQUE 2, 3	Gas	01-Mar-1998
COSPIQUE 4	Gas	01-Jul-1998
YUMBO	Carbón	01-Oct-998
CALDERAS	Hidro	12-Jul-1996

TERMO VALLE CA	Gas	15-May-1998
TABOR	Fuel Oil	05- Ago-1998
TERMO OPÓN 1	Gas	01-Jul -1998
TERMO OPÓN 2	Gas	01-Jul- 1998
BARRANQUILLA 1	Gas	01-Dic-1998
CHINÚ 5	Gas	01-Ene-1999
COSPIQUE 1	Gas	01-Mar-1999
CHINÚ 4, 6, 7, 8	Gas	01-Mar-1999
LA UNIÓN 1, 2, 3, 4	Gas	01-Mar-1999
COSPIQUE 5	Gas	01-Jul-1999
TEBSA 11, 12, 13, 14, 21, 22	Gas	01- Ago-1999
TERMO CENTRO CA	Gas	01-Nov -2000
RIOGRANDE 1 Y 2	HIDRO	23-Ene-2003
SALTO 1 Y 2	HIDRO	11-Abr-2003
LAGUNETA 1 Y 3	HIDRO	11-Abr-2003
COLEGIO 6	HIDRO	11-Abr-2003
BARRANCA 2	GAS	02-Ago-2003
BARRANCA 4 Y 5	GAS	11-Sep-2003
SALTO 3 Y 4	HIDRO	11-Oct-2003
COLEGIO 1 Y 2	HIDRO	11-Oct-2003
DOLORES	HIDRO	08-Dic-2003
BARRANCA 2	GAS	14-Ene-2004
MERILÉCTRICA	GAS	28-Abr-2004

FECHA DE ENTRADA DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

FECHA	LÍNEAS	
	DE	A
03-Mar-1998	TEBSA	TERMOFLORES
21-Oct-1998	LA TASAJERA	BELLO
17-Ene-1999	SAN CARLOS	LA VIRGINIA 230 kV
27-Feb-1999	SABANALARGA	FUNDACIÓN 2 230 kV
05-May-1999	PLAYAS	PRIMAVERA 1 230 kV
10-Jun-1999	CERROMATOSO	URRÁ 1 230 kV
17-Jun-1999	GUATIGUARÁ	B/MANGA 1 230 kV
02-Ago-1999	GUADALUPE IV	EL SALTO 1 220 kV
30-Ago-1999	BARBOSA	EL SALTO 4 220 kV
08-Sep-1999	CERROMATOSO	URRÁ 2 230 kV
16-Sep-1999	BELLO	EL SALTO 1 220 kV
25-Oct-1999	URABÁ	URRÁ 1 230 Kv
04-Nov-1999	LA VIRGINIA	LA HERMOSA 1 230 kV
06-Ene-2001	PORCE II	BARBOSA
06-Ene-2001	PORCE II	SALTO I
31-Ago-2001	CARTAGENA	SABANA
31-Ago-2001	LA SIERRA1	PURNIO1
31-Ago-2001	LA SIERRA2	PURNIO2
31-Ago-2001	GUATIGUARÁ	PRIMAVERA1
07-Sep-2001	SAN CARLOS2	PURNIO
27-Sep-2001	MIEL1	PURNIO1
07-Sep-2001	MIEL1	PURNIO2
27-Sep-2001	GUATIGUARÁ	TASAJERO

27-Oct-2001	MIEL1	SANFELIPE1
27-Oct-2001	MIEL1	SANFELIPE2
31-Oct-2004	SABANA	FUNDACIÓN

Los siguientes fueron los circuitos reconfigurados:

FECHA	CIRCUITOS A RECONFIGURAR	RECONFIGURÓ EN	
17-Feb-1998	ESMERALDA – LA MESA	ESMERALDA	SAN FELIPE
16-Feb-1998		SAN FELIPE	LA MESA
31-Dic-1998	SAN BERNARDINO- JUANCHITO	SAN BERNARDINO	PAÉZ
		PAÉZ	JUANCHITO
03-May-1999	TEBSA - TERMOFLORES	TEBSA	N. B/QUILLA
		N. B/QUILLA	FLORES
19-Mar-1999	PALOS - COMUNEROS	PALOS	GUATIGUARA
		GUATIGUARA	COMUNEROS
06-May-1999	CHIVOR – PAIPA 2	CHIVOR	SOCHAGOTA 1
		SOCHAGOTA	PAIPA 1
19-May-1999	CHIVOR – PAIPA 1	CHIVOR	SOCHAGOTA 2
		SOCHAGOTA	PAIPA 2
04-Jun-1999	BUCARAMANGA - PAIPA	SOCHAGOTA	GUATIGUARA
		GUATIGUARA	BUCARAMANGA
02-Dic-1999	CARTAGO- ESMERALDA	ESMERALDA	VIRGINIA 1
		CARTAGO	VIRGINIA
02-Dic-1999	SAN MARCOS - ESMERALDA	SAN MARCOS	VIRGINIA
		ESMERALDA	VIRGINIA

COSTOS DE RACIONAMIENTO:

Dado que al ocurrir un racionamiento hay una pérdida del beneficio del consumidor éste ha sido valorado de acuerdo a través de un costo de racionamiento, los costos usados se presentan a continuación en la siguiente tabla:

<i>PERIODO</i>	<i>CRO1</i>	<i>CRO2</i>
	<i>US\$/MWh</i>	<i>US\$/MWh</i>
Nov-97	198.82	360.46
Dic-98	220.70	400.11
Ene-99	196.98	357.08
Ene-00	172.05	311.98
Ene-01	165.07	299.31
Ene-02	175.82	318.74
Ene-03	145.57	263.94
Ene-04	165.42	299.91

CARACTERÍSTICAS DE PLANTAS A GAS DEL INTERIOR

Termoeléctrica La Sierra

Esta planta se ubicada en el municipio de Puerto Nare en el departamento de Antioquia, tiene una capacidad aproximada de 482 MW, la cual posee dos unidades de gas y una unidad de vapor, emplea como combustible gas natural y su tecnología es ciclo combinado.

Inicialmente este proyecto operó como un ciclo abierto a 300 MW, para lo cual dispuso de dos unidades que empleaban gas natural, tiene como combustible alternativo Fuel Oil # 2 (ACPM).

Empleaba 2 turbinas a gas marca General, tipo PG 7231 FA, con una capacidad de 150 MW por unidad, a una velocidad de 3600 r.p.m. con una eficiencia de 36% ISO y en sitio de 34,93%.

Los generadores son General Electric, tipo sincrónico con capacidad de 210 MW, velocidad de 3600 r.p.m., enfriados a hidrógeno y operan a una tensión de 18 kV.

La unidad de vapor posee contiene un generador de vapor sincrónico de 211,7 MVA, el cual tiene una eficiencia del 80%, posee además una turbina de condensación de aproximadamente 179 MW, con una velocidad de 3600 r.p.m., una eficiencia del 84%.

Termocentro

Planta ubicada en el Valle Medio del río Magdalena, en el municipio de Cimitarra Santander. Termocentro es una unidad térmica a gas de ciclo combinado con una capacidad de 285 MW, conformada por dos unidades de 100 MW, que utilizan gas natural como combustible principal y fuel oil #2 (ACPM) como combustible alternativo, y posee otra unidad de vapor con lo cual realiza el cierre del ciclo.

Cada una de las unidades turbogeneradoras esta compuesta por una turbina a gas, un generador, un transformador, equipos auxiliares; sistema de entrada de

aire, sistema de salida de gases de combustión, sistema de lubricación del termogrupa y sistema de aire de enfriamiento para la turbina y el generador. Posee además una estación de filtración, medición y regulación del gas natural.

Termoemcali

La planta Termoemcali se halla localizada en el municipio de Palmira Valle del Cauca, posee una capacidad instalada de 232 MW, cuenta con una unidad con un 52% de eficiencia, emplea como tipos de combustible gas natural y fuel oil, la tecnología que emplea es ciclo combinado.

Posee una turbina a gas marca Westinghouse del tipo de combustión avanzada 501 F con una capacidad de 150 MW, una velocidad de 3600 r.p.m, una eficiencia de 30.32% aprox.

Una turbina a vapor marca Westinghouse con una caldera de recuperación marca Distral, Tipo HRSG.

Posee un generador turbina de vapor Westinghouse, tipo Tewac, con una capacidad de 102,3 MVA, velocidad de 3600 r.p.m., nivel de voltaje de 13,8 kV.

El generador turbina a gas es Westinghouse, tipo enfriado H2, con capacidad de 208 MVA, una velocidad de 3600 r.p.m., nivel de voltaje de 13,8 Kv.

Termovalle

Termovalle esta localizada en el municipio de Santiago de Cali, Valle del Cauca, posee una capacidad instalada de 199 MW, posee 2 unidades CT&ST, usa como tipo de combustible gas natural.

Posee una turbina a gas Westinghouse tipo 501 F, con una capacidad de 133, velocidad de 3600 r.p.m. eficiencia de 30,32%, una turbina a vapor Westinghouse y una caldera de recuperación Nooter Erocson.

Posee dos generadores marca Westinghouse tipo Tewac ST, con una velocidad de 3600 r.p.m., a un nivel de voltaje de 13,8 kV con tipo de enfriamiento Hidrógeno CT – agua ST.

Merilétrica

Esta planta se encuentra ubicada en el municipio de Barrancabermeja Santander, posee una capacidad instalada de 162 MW, tiene como tipo de combustible gas natural, tecnología ciclo abierto.

El grupo turbogenerador consiste en una unidad paquete que consta de una turbina de combustión, un turbogenerador y una serie de equipos auxiliares.

Posee una turbina a gas marca Westinghouse, tipo Heavy Duty, 501 F con una capacidad de 150 MW, a una velocidad de 3600 r.p.m., posee una eficiencia de 30,32%.

Posee un generador marca Westinghouse tipo sincrónico, a un nivel de voltaje de 13,8 kV, y tiene como tipo de enfriamiento hidrógeno.

EFEECTO INFLACIONARIO

Con el fin de considerar la depreciación del dinero (dólar americano) en el tiempo y poder realizar un análisis de éste en un mismo tiempo se trabajaron con el siguiente índice al productor mostrado en la tabla:

PERIODO	PPI %
1998	-2.5
1999	0.9
2000	5.7
2001	1.1
2002	-2.3
2003	5.3
2004	-0.7

Tabla V-2: Índice de precios al productor EE.UU. 1998 - 2004³⁶

MÍNIMOS OPERATIVOS

Período: mayo 2000 - Abril 2001

³⁶ US Bureau of Labor Statistics, 2005

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS

Hm3

	2000									2001		
	31-May-00	30-Jun-00	31-Jul-00	31-Ago-00	30-Sep-00	31-Oct-00	30-Nov-00	31-Dic-00	31-Ene-01	28-Feb-01	31-Mar-01	30-Abr-01
ANCHICAYA												
MAX TEC	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08	24.08
MOS	0.43	1.03	1.49	1.74	1.92	2.24	3.54	3.54	2.83	1.24	0.00	0.00
MOI	0.43	1.03	1.49	1.74	1.92	2.24	3.54	3.54	2.83	1.24	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BETANIA												
MAX TEC	987.11	862.70	862.70	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74
MOS	16.71	36.86	58.43	84.61	105.33	118.98	149.93	149.93	119.71	52.61	0.00	0.00
MOI	16.71	36.86	58.43	84.61	105.33	118.98	149.93	149.93	119.71	52.61	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MADRONAL												
MAX TEC	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50
MOS	9.03	24.55	34.88	36.95	34.93	35.54	65.00	65.00	52.06	23.32	0.80	0.80
MOI	9.03	24.55	34.88	36.95	34.93	35.54	65.00	65.00	52.06	23.32	0.80	0.80
MIN TEC	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
ESMERALDA												
MAX TEC	594.08	575.77	565.15	565.15	620.07	623.01	623.01	624.82	624.82	624.82	624.82	607.70
MOS	4.92	14.41	31.75	54.81	71.30	81.92	91.87	91.87	73.35	32.23	0.00	0.00
MOI	4.92	14.41	31.75	54.81	71.30	81.92	91.87	91.87	73.35	32.23	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GUAVIO												
MAX TEC	766.85	744.02	726.70	773.15	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32
MOS	8.20	21.89	40.31	63.34	83.22	96.74	115.76	115.76	92.43	40.62	0.00	0.00
MOI	8.20	21.89	40.31	63.34	83.22	96.74	115.76	115.76	92.43	40.62	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIRAFLORES												
MAX TEC	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04
MOS	6.93	8.61	10.37	12.07	13.94	15.85	19.73	19.73	16.91	10.64	5.72	5.72
MOI	6.93	8.61	10.37	12.07	13.94	15.85	19.73	19.73	16.91	10.64	5.72	5.72
MIN TEC	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
MUNA												
MAX TEC	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40
MOS	16.92	17.39	17.84	18.35	18.82	19.22	20.18	20.18	19.44	17.80	16.52	16.52
MOI	16.92	17.39	17.84	18.35	18.82	19.22	20.18	20.18	19.44	17.80	16.52	16.52
MIN TEC	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS

Hm3

	2000									2001		
	31-May-00	30-Jun-00	31-Jul-00	31-Ago-00	30-Sep-00	31-Oct-00	30-Nov-00	31-Dic-00	31-Ene-01	28-Feb-01	31-Mar-01	30-Abr-01
PENOL												
MAX TEC	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94
MOS	85.17	105.72	125.61	141.53	159.32	178.73	231.27	231.27	198.71	126.82	70.13	70.13
MOI	85.17	105.72	125.61	141.53	159.32	178.73	231.27	231.27	198.71	126.82	70.13	70.13
MIN TEC	70.13	70.13	70.13	70.13	70.13	70.13	70.13	70.13	70.13	70.13	70.13	70.13
PLAYAS												
MAX TEC	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13
MOS	6.15	7.16	7.99	8.63	9.36	10.31	12.88	12.88	11.38	8.05	5.43	5.43
MOI	6.15	7.16	7.99	8.63	9.36	10.31	12.88	12.88	11.38	8.05	5.43	5.43
MIN TEC	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43
PRADO												
MAX TEC	475.50	475.50	493.50	493.50	434.50	434.50	434.50	456.00	456.00	466.50	434.50	434.50
MOS	100.14	118.68	126.40	124.07	118.13	114.19	137.00	137.00	125.93	100.66	82.50	82.50
MOI	100.14	118.68	126.40	124.07	118.13	114.19	137.00	137.00	125.93	100.66	82.50	82.50
MIN TEC	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50
PUNCHINA												
MAX TEC	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04
MOS	0.79	1.81	2.60	3.15	3.79	4.64	7.21	7.21	5.76	2.53	0.00	0.00
MOI	0.79	1.81	2.60	3.15	3.79	4.64	7.21	7.21	5.76	2.53	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RIOGRANDE2												
MAX TEC	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14
MOS	15.58	18.40	20.78	22.84	25.03	27.38	33.88	33.88	29.78	20.65	13.50	13.50
MOI	15.58	18.40	20.78	22.84	25.03	27.38	33.88	33.88	29.78	20.65	13.50	13.50
MIN TEC	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50
SANLORENZO												
MAX TEC	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85
MOS	1.91	4.72	7.33	9.54	12.20	15.40	21.89	21.89	17.47	7.68	0.00	0.00
MOI	1.91	4.72	7.33	9.54	12.20	15.40	21.89	21.89	17.47	7.68	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TRONERAS												
MAX TEC	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18
MOS	4.53	4.91	5.32	5.71	6.14	6.58	7.47	7.47	6.82	5.38	4.25	4.25
MOI	4.53	4.91	5.32	5.71	6.14	6.58	7.47	7.47	6.82	5.38	4.25	4.25
MIN TEC	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25
URRA1												
MAX TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MOI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Período: mayo 2001 - Abril 2002

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS

Hm3

	2001									2002		
	31-May-01	30-Jun-01	31-Jul-01	31-Ago-01	30-Sep-01	31-Oct-01	30-Nov-01	31-Dic-01	31-Ene-02	28-Feb-02	31-Mar-02	30-Abr-02
ANCHICAYA												
MAX TEC	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10
MOS	0.28	0.68	0.98	1.15	1.27	1.48	2.33	2.33	1.80	0.81	0.00	0.00
MOI	0.28	0.68	0.98	1.15	1.27	1.48	2.33	2.33	1.80	0.81	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BETANIA												
MAX TEC	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74
MOS	8.81	19.43	30.81	44.61	55.53	62.73	79.05	79.05	61.12	27.33	0.00	0.00
MOI	8.81	19.43	30.81	44.61	55.53	62.73	79.05	79.05	61.12	27.33	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MADRONAL												
MAX TEC	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50
MOS	5.14	13.33	18.76	19.86	18.79	19.11	34.65	34.65	26.97	12.50	0.80	0.80
MOI	5.14	13.33	18.76	19.86	18.79	19.11	34.65	34.65	26.97	12.50	0.80	0.80
MIN TEC	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
ESMERALDA												
MAX TEC	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82
MOS	3.22	9.42	16.49	26.32	35.70	40.83	48.44	48.44	37.45	16.75	0.00	0.00
MOI	3.22	9.42	16.49	26.32	35.70	40.83	48.44	48.44	37.45	16.75	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GUAVIO												
MAX TEC	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32
MOS	4.32	11.54	21.25	33.40	43.88	51.01	61.03	61.03	47.19	21.10	0.00	0.00
MOI	4.32	11.54	21.25	33.40	43.88	51.01	61.03	61.03	47.19	21.10	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIRAFLORES												
MAX TEC	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04
MOS	6.36	7.25	8.17	9.07	10.06	11.06	13.11	13.11	11.43	8.27	5.72	5.72
MOI	6.36	7.25	8.17	9.07	10.06	11.06	13.11	13.11	11.43	8.27	5.72	5.72
MIN TEC	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
MUNA												
MAX TEC	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40
MOS	16.71	16.96	17.20	17.47	17.72	17.93	18.43	18.43	17.99	17.17	16.52	16.52
MOI	16.71	16.96	17.20	17.47	17.72	17.93	18.43	18.43	17.99	17.17	16.52	16.52
MIN TEC	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS

Hm3

	2001									2002		
	31-May-01	30-Jun-01	31-Jul-01	31-Ago-01	30-Sep-01	31-Oct-01	30-Nov-01	31-Dic-01	31-Ene-02	28-Feb-02	31-Mar-02	30-Abr-02
ANCHICAYA												
MAX TEC	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10
MOS	0.28	0.68	0.98	1.15	1.27	1.48	2.33	2.33	1.80	0.81	0.00	0.00
MOI	0.28	0.68	0.98	1.15	1.27	1.48	2.33	2.33	1.80	0.81	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BETANIA												
MAX TEC	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74	1019.74
MOS	8.81	19.43	30.81	44.61	55.53	62.73	79.05	79.05	61.12	27.33	0.00	0.00
MOI	8.81	19.43	30.81	44.61	55.53	62.73	79.05	79.05	61.12	27.33	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MADRONAL												
MAX TEC	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50	437.50
MOS	5.14	13.33	18.76	19.86	18.79	19.11	34.65	34.65	26.97	12.50	0.80	0.80
MOI	5.14	13.33	18.76	19.86	18.79	19.11	34.65	34.65	26.97	12.50	0.80	0.80
MIN TEC	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
ESMERALDA												
MAX TEC	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82	624.82
MOS	3.22	9.42	16.49	26.32	35.70	40.83	48.44	48.44	37.45	16.75	0.00	0.00
MOI	3.22	9.42	16.49	26.32	35.70	40.83	48.44	48.44	37.45	16.75	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GUAVIO												
MAX TEC	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32	787.32
MOS	4.32	11.54	21.25	33.40	43.88	51.01	61.03	61.03	47.19	21.10	0.00	0.00
MOI	4.32	11.54	21.25	33.40	43.88	51.01	61.03	61.03	47.19	21.10	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIRAFLORES												
MAX TEC	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04
MOS	6.36	7.25	8.17	9.07	10.06	11.06	13.11	13.11	11.43	8.27	5.72	5.72
MOI	6.36	7.25	8.17	9.07	10.06	11.06	13.11	13.11	11.43	8.27	5.72	5.72
MIN TEC	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
MUNA												
MAX TEC	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40	41.40
MOS	16.71	16.96	17.20	17.47	17.72	17.93	18.43	18.43	17.99	17.17	16.52	16.52
MOI	16.71	16.96	17.20	17.47	17.72	17.93	18.43	18.43	17.99	17.17	16.52	16.52
MIN TEC	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52	16.52

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS
Hm3

	2001									2002		
	31-May-01	30-Jun-01	31-Jul-01	31-Ago-01	30-Sep-01	31-Oct-01	30-Nov-01	31-Dic-01	31-Ene-02	28-Feb-02	31-Mar-02	30-Abr-02
PENOL												
MAX TEC	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94	1168.94
MOS	77.93	88.98	99.61	107.78	116.92	127.23	155.31	155.31	135.99	99.59	70.14	70.14
MOI	77.93	88.98	99.61	107.78	116.92	127.23	155.31	155.31	135.99	99.59	70.14	70.14
MIN TEC	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14	70.14
PLAYAS												
MAX TEC	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13	56.13
MOS	5.81	6.34	6.78	7.12	7.50	8.00	9.36	9.36	8.47	6.79	5.43	5.43
MOI	5.81	6.34	6.78	7.12	7.50	8.00	9.36	9.36	8.47	6.79	5.43	5.43
MIN TEC	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43	5.43
PRADO												
MAX TEC	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00	500.00
MOS	92.98	103.99	108.58	107.20	103.67	101.32	114.86	114.86	107.52	93.69	82.50	82.50
MOI	92.98	103.99	108.58	107.20	103.67	101.32	114.86	114.86	107.52	93.69	82.50	82.50
MIN TEC	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50	82.50
PUNCHINA												
MAX TEC	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04	49.04
MOS	0.41	0.95	1.37	1.66	2.00	2.45	3.80	3.80	2.94	1.31	0.00	0.00
MOI	0.41	0.95	1.37	1.66	2.00	2.45	3.80	3.80	2.94	1.31	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RIOGRANDE2												
MAX TEC	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14	152.14
MOS	14.59	16.08	17.34	18.42	19.58	20.82	24.25	24.25	21.81	17.22	13.50	13.50
MOI	14.59	16.08	17.34	18.42	19.58	20.82	24.25	24.25	21.81	17.22	13.50	13.50
MIN TEC	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50	13.50
PORCE2												
MAX TEC	175.64	175.64	175.64	175.64	175.64	175.64	175.64	175.64	175.64	175.64	175.64	175.64
MOS	65.08	66.24	67.29	68.22	69.17	70.18	72.89	72.89	70.94	67.25	64.26	64.26
MOI	65.08	66.24	67.29	68.22	69.17	70.18	72.89	72.89	70.94	67.25	64.26	64.26
MIN TEC	64.26	64.26	64.26	64.26	64.26	64.26	64.26	64.26	64.26	64.26	64.26	64.26
SANLORENZO												
MAX TEC	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85	148.85
MOS	1.01	2.49	3.86	5.03	6.43	8.12	11.54	11.54	8.92	3.99	0.00	0.00
MOI	1.01	2.49	3.86	5.03	6.43	8.12	11.54	11.54	8.92	3.99	0.00	0.00
MIN TEC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TRONERAS												
MAX TEC	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18	26.18
MOS	4.40	4.60	4.81	5.02	5.25	5.48	5.95	5.95	5.56	4.84	4.25	4.25
MOI	4.40	4.60	4.81	5.02	5.25	5.48	5.95	5.95	5.56	4.84	4.25	4.25
MIN TEC	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25

Período: mayo 2002 - Abril 2003

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS
Hm3

	2002										2003		
	31-May-02	30-Jun-02	31-Jul-02	31-Ago-02	30-Sep-02	31-Oct-02	30-Nov-02	31-Dic-02	31-Ene-03	28-Feb-03	31-Mar-03	30-Abr-03	
ANCHICAYA													
MAX TEC	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	
MOS	7.98	8.13	8.24	8.30	8.35	8.42	8.74	8.74	8.74	8.13	7.88	7.88	
MOI	7.98	8.13	8.24	8.30	8.35	8.42	8.74	8.74	8.74	8.13	7.88	7.88	
MIN TEC	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	
BETANIA													
MAX TEC	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	
MOS	514.91	518.58	522.56	527.08	530.90	533.43	539.01	539.01	539.01	519.64	511.86	511.86	
MOI	514.91	518.58	522.56	527.08	530.90	533.43	539.01	539.01	539.01	519.64	511.86	511.86	
MIN TEC	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	
MIEL1													
MAX TEC	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	
MOS	50.09	52.55	53.99	54.83	55.64	56.78	61.55	61.55	61.55	51.87	47.98	47.98	
MOI	50.09	52.55	53.99	54.83	55.64	56.78	61.55	61.55	61.55	51.87	47.98	47.98	
MIN TEC	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	
MADRONAL													
MAX TEC	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	
MOS	125.83	129.19	131.43	131.91	131.48	131.61	137.96	137.96	137.96	128.00	124.00	124.00	
MOI	125.83	129.19	131.43	131.91	131.48	131.61	137.96	137.96	137.96	128.00	124.00	124.00	
MIN TEC	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	
ESMERALDA													
MAX TEC	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	
MOS	27.94	30.42	33.24	36.95	40.62	42.63	45.59	45.59	45.59	32.13	26.73	26.73	
MOI	27.94	30.42	33.24	36.95	40.62	42.63	45.59	45.59	45.59	32.13	26.73	26.73	
MIN TEC	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	
GUAVIO													
MAX TEC	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	
MOS	25.06	28.33	32.63	37.55	41.77	44.49	48.47	48.47	48.47	30.48	23.26	23.26	
MOI	25.06	28.33	32.63	37.55	41.77	44.49	48.47	48.47	48.47	30.48	23.26	23.26	
MIN TEC	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	
MIRAFLORES													
MAX TEC	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	
MOS	5.98	6.34	6.73	7.10	7.50	7.92	8.76	8.76	8.76	6.59	5.72	5.72	
MOI	5.98	6.34	6.73	7.10	7.50	7.92	8.76	8.76	8.76	6.59	5.72	5.72	
MIN TEC	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	
MUNA													
MAX TEC	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	
MOS	5.13	5.19	5.25	5.30	5.36	5.41	5.53	5.53	5.53	5.21	5.08	5.08	
MOI	5.13	5.19	5.25	5.30	5.36	5.41	5.53	5.53	5.53	5.21	5.08	5.08	
MIN TEC	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS
Hm3

	2002									2003		
	31-May-02	30-Jun-02	31-Jul-02	31-Ago-02	30-Sep-02	31-Oct-02	30-Nov-02	31-Dic-02	31-Ene-03	28-Feb-03	31-Mar-03	30-Abr-03
PENOL												
MAX TEC	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21
MOS	73.24	77.44	81.43	84.57	87.95	91.78	102.20	102.20	102.20	79.42	70.28	70.28
MOI	73.24	77.44	81.43	84.57	87.95	91.78	102.20	102.20	102.20	79.42	70.28	70.28
MIN TEC	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28
PLAYAS												
MAX TEC	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30
MOS	17.77	17.99	18.16	18.30	18.46	18.67	19.23	19.23	19.23	18.07	17.61	17.61
MOI	17.77	17.99	18.16	18.30	18.46	18.67	19.23	19.23	19.23	18.07	17.61	17.61
MIN TEC	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61
PRADO												
MAX TEC	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50
MOS	330.71	336.38	338.81	338.06	336.20	335.05	342.24	342.24	342.24	330.48	325.75	325.75
MOI	330.71	336.38	338.81	338.06	336.20	335.05	342.24	342.24	342.24	330.48	325.75	325.75
MIN TEC	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75
PUNCHINA												
MAX TEC	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88
MOS	6.19	6.44	6.64	6.78	6.93	7.14	7.78	7.78	7.78	6.51	6.00	6.00
MOI	6.19	6.44	6.64	6.78	6.93	7.14	7.78	7.78	7.78	6.51	6.00	6.00
MIN TEC	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
RIOGRANDE2												
MAX TEC	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36
MOS	48.85	49.47	49.99	50.44	50.91	51.42	52.84	52.84	52.84	49.67	48.40	48.40
MOI	48.85	49.47	49.99	50.44	50.91	51.42	52.84	52.84	52.84	49.67	48.40	48.40
MIN TEC	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40
PORCE2												
MAX TEC	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37
MOS	53.49	53.91	54.28	54.63	54.96	55.33	56.26	56.26	56.26	54.07	53.19	53.19
MOI	53.49	53.91	54.28	54.63	54.96	55.33	56.26	56.26	56.26	54.07	53.19	53.19
MIN TEC	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19
SANLORENZO												
MAX TEC	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53
MOS	20.40	21.10	21.67	22.19	22.78	23.47	24.94	24.94	24.94	21.35	19.91	19.91
MOI	20.40	21.10	21.67	22.19	22.78	23.47	24.94	24.94	24.94	21.35	19.91	19.91
MIN TEC	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91
TRONERAS												
MAX TEC	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36
MOS	9.59	9.67	9.76	9.85	9.94	10.03	10.23	10.23	10.23	9.73	9.53	9.53
MOI	9.59	9.67	9.76	9.85	9.94	10.03	10.23	10.23	10.23	9.73	9.53	9.53
MIN TEC	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53

Período: mayo 2003 - Abril 2004

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS

Hm3

	2003									2004		
	31-May-03	30-Jun-03	31-Jul-03	31-Ago-03	30-Sep-03	31-Oct-03	30-Nov-03	31-Dic-03	31-Ene-04	29-Feb-04	31-Mar-04	30-Abr-04
ANCHICAYA												
MAX TEC	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75	34.75
MOS	8.11	8.44	8.70	8.84	8.95	9.12	9.84	9.84	9.36	8.46	7.88	7.88
MOI	8.11	8.44	8.70	8.84	8.95	9.12	9.84	9.84	9.36	8.46	7.88	7.88
MIN TEC	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88	7.88
BETANIA												
MAX TEC	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38	1362.38
MOS	518.84	527.25	536.35	546.71	555.44	561.24	574.00	574.00	558.67	530.37	511.86	511.86
MOI	518.84	527.25	536.35	546.71	555.44	561.24	574.00	574.00	558.67	530.37	511.86	511.86
MIN TEC	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86	511.86
MIEL1												
MAX TEC	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28	473.28
MOS	52.81	58.44	61.74	63.65	65.51	68.11	79.05	79.05	71.39	57.24	47.98	47.98
MOI	52.81	58.44	61.74	63.65	65.51	68.11	79.05	79.05	71.39	57.24	47.98	47.98
MIN TEC	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98	47.98
MADRONAL												
MAX TEC	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50	561.50
MOS	128.19	135.88	141.02	142.10	141.12	141.42	155.96	155.96	148.08	133.52	124.00	124.00
MOI	128.19	135.88	141.02	142.10	141.12	141.42	155.96	155.96	148.08	133.52	124.00	124.00
MIN TEC	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00	124.00
ESMERALDA												
MAX TEC	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73	617.73
MOS	29.50	35.17	41.63	50.13	58.52	63.12	69.91	69.91	59.26	39.59	26.73	26.73
MOI	29.50	35.17	41.63	50.13	58.52	63.12	69.91	69.91	59.26	39.59	26.73	26.73
MIN TEC	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73	26.73
GUAVIO												
MAX TEC	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11	813.11
MOS	27.38	34.87	44.70	55.97	65.63	71.84	80.96	80.96	66.73	40.45	23.26	23.26
MOI	27.38	34.87	44.70	55.97	65.63	71.84	80.96	80.96	66.73	40.45	23.26	23.26
MIN TEC	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26	23.26
MIRAFLORES												
MAX TEC	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04	101.04
MOS	6.31	7.15	8.02	8.87	9.80	10.75	12.68	12.68	10.97	7.79	5.72	5.72
MOI	6.31	7.15	8.02	8.87	9.80	10.75	12.68	12.68	10.97	7.79	5.72	5.72
MIN TEC	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
MUNA												
MAX TEC	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05	19.05
MOS	5.20	5.34	5.46	5.59	5.72	5.84	6.10	6.10	5.85	5.38	5.08	5.08
MOI	5.20	5.34	5.46	5.59	5.72	5.84	6.10	6.10	5.85	5.38	5.08	5.08
MIN TEC	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08	5.08

MINIMOS OPERATIVOS: Nivel superior 95%PSS e inferior 95%PSS
Hm3

	2003									2004		
	31-May-03	30-Jun-03	31-Jul-03	31-Ago-03	30-Sep-03	31-Oct-03	30-Nov-03	31-Dic-03	31-Ene-04	29-Feb-04	31-Mar-04	30-Abr-04
PENOL												
MAX TEC	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21	1070.21
MOS	76.76	86.42	95.59	102.80	110.54	119.35	143.33	143.33	125.32	92.04	70.28	70.28
MOI	76.76	86.42	95.59	102.80	110.54	119.35	143.33	143.33	125.32	92.04	70.28	70.28
MIN TEC	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28	70.28
PLAYAS												
MAX TEC	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30	68.30
MOS	17.97	18.47	18.88	19.20	19.56	20.04	21.31	21.31	20.40	18.71	17.61	17.61
MOI	17.97	18.47	18.88	19.20	19.56	20.04	21.31	21.31	20.40	18.71	17.61	17.61
MIN TEC	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61	17.61
PRADO												
MAX TEC	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50	842.50
MOS	337.11	350.07	355.64	353.93	349.66	347.05	363.50	363.50	354.19	337.00	325.75	325.75
MOI	337.11	350.07	355.64	353.93	349.66	347.05	363.50	363.50	354.19	337.00	325.75	325.75
MIN TEC	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75	325.75
PUNCHINA												
MAX TEC	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88	61.88
MOS	6.42	7.02	7.45	7.78	8.12	8.61	10.08	10.08	9.08	7.22	6.00	6.00
MOI	6.42	7.02	7.45	7.78	8.12	8.61	10.08	10.08	9.08	7.22	6.00	6.00
MIN TEC	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
RIOGRANDE2												
MAX TEC	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36	187.36
MOS	49.43	50.84	52.03	53.07	54.15	55.32	58.55	58.55	56.05	51.42	48.40	48.40
MOI	49.43	50.84	52.03	53.07	54.15	55.32	58.55	58.55	56.05	51.42	48.40	48.40
MIN TEC	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40	48.40
PORCE2												
MAX TEC	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37	149.37
MOS	53.89	54.85	55.70	56.49	57.24	58.09	60.22	60.22	58.48	55.28	53.19	53.19
MOI	53.89	54.85	55.70	56.49	57.24	58.09	60.22	60.22	58.48	55.28	53.19	53.19
MIN TEC	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19	53.19
SANLORENZO												
MAX TEC	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53	177.53
MOS	21.04	22.64	23.93	25.13	26.49	28.06	31.43	31.43	28.59	23.34	19.91	19.91
MOI	21.04	22.64	23.93	25.13	26.49	28.06	31.43	31.43	28.59	23.34	19.91	19.91
MIN TEC	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91	19.91
TRONERAS												
MAX TEC	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36	31.36
MOS	9.67	9.86	10.06	10.25	10.46	10.68	11.12	11.12	10.73	10.01	9.53	9.53
MOI	9.67	9.86	10.06	10.25	10.46	10.68	11.12	11.12	10.73	10.01	9.53	9.53
MIN TEC	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53	9.53

PRECIOS DE GAS NATURAL

Período: Ene 1998 – Dic 2000

PRECIOS DEL GAS EN BOCA DE POZO (US\$/KPC) Constantes Dic./97

Proyecciones realizadas por la UPME según las resoluciones vigentes del MME y CREG

PERIODO	CASO 1 Guajira Res. 039/75	Gas Opón * con troncal Res. 061/83	Gas Opón y otros Res. 061/83	Gas Casanare Res. 061/83	Gas Casanare Asociado Res. 061/83	Interior Res. 057/96	Payoa	CASO 2 Guajira Res. 039/75 Res. 061/83	CASO 3 Guajira Res. 039/75 Res. 057/96
1998.1	0.93	1.42	1.15	1.27	0.63	1.58	0.95	0.93	0.93
1998.2	0.74	1.09	0.83	0.91	0.46	1.44	0.89	0.74	0.74
1999.1	0.59	0.98	0.72	0.79	0.40	1.25	0.83	0.59	0.59
1999.2	0.56	0.90	0.64	0.71	0.36	1.10	0.78	0.56	0.56
2000.1	0.57	0.93	0.68	0.75	0.38	1.00	0.75	0.57	0.57
2000.2	0.58	0.94	0.69	0.76	0.38	0.99	0.74	0.58	0.58

* Incluye el costo del transporte del campo Opón a Barranca establecido por la Res. 101 de septiembre 4 de 1998 (US/K **0.264**)

CASO 1 de la Guajira es un promedio ponderado del precio de resolución, ya que no cubre un semestre corrido de un mismo año.

CASO 2 de la Guajira considera que el precio del gas puede pasarse de la Res. 039/75 a la Res. 061/83 a partir del 2001.

Para el precio de gas en planta considerar :

T. Ocoa gas de Casanare

T. Sierra, T. Centro, T. Dorada, T. Meril, T. Valle, T. Emcali gas de Opón con troncal

T. Opón gas Opón y otros

T. Gualanday gas Interior

Plantas de B/quilla y C/gena gas de Guajira

T. Chinú gas Opón y otros

T. Barranca y T. Palenque gas de Payoa

Período: Ene 2001 – Dic 2002

BALLENA BARRANQUILLA

SEM	BOCA POZO CASO ALTO US\$/PIE3	BOCA POZO CASO ALTO US\$/MBTU	BOCA POZO CASO BAJO US\$/PIE3	BOCA POZO CASO BAJO US\$/MBTU	COSTOS DE TRANS FIJO US\$/PIE3	COSTOS DE TRANS FIJO US\$/MBTU	COSTOS DE TRANS VAR US\$/PIE3	COSTOS DE TRANS VAR US\$/MBTU
2001/1	0.002	1.509	0.002	1.509	0.000	0.220	0.000	0.220
2001/2	0.002	1.545	0.002	1.541	0.000	0.220	0.000	0.220
2002/1	0.002	1.518	0.001	1.481	0.000	0.213	0.000	0.213
2002/2	0.001	1.414	0.001	1.231	0.000	0.213	0.000	0.213

BALLENA CARTAGENA

BALLENA CARTAGENA

SEM	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/MBTU	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/MBTU	COSTOS DE TRANS FIJO US\$/PIE3	COSTOS DE TRANS FIJO US\$/MBTU	COSTOS DE TRANS VAR US\$/PIE3	COSTOS DE TRANS VAR US\$/MBTU
2001/1	0.002	1.509	0.002	1.509	0.000	0.231	0.000	0.231
2001/2	0.002	1.545	0.002	1.541	0.000	0.231	0.000	0.231
2002/1	0.002	1.518	0.001	1.481	0.000	0.235	0.000	0.235
2002/2	0.001	1.414	0.001	1.231	0.000	0.235	0.000	0.235

BALLENA - T SIERRA

	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/MBTU	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS FIJO US\$/PIE3	COSTOS TRANS FIJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS VAR US\$/PIE3	COSTOS TRANS VAR US\$/MBTU
2001	0.002	1.527	0.002	1.525	0.000	0.257	0.001	0.757
2002	0.001	1.466	0.001	1.356	0.000	0.269	0.001	0.769

BALLENA - T EMCALI - TVALLE

	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/MBTU	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS FIJO US\$/PIE3	COSTOS TRANS FIJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS VAR US\$/PIE3	COSTOS TRANS VAR US\$/MBTU
2001	0.002	1.527	0.002	1.525	0.001	0.536	0.001	1.036
2002	0.001	1.466	0.001	1.356	0.001	0.548	0.001	1.048

BALLENA - T CENTRO

	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/MBTU	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS FIJO US\$/PIE3	COSTOS TRANS FIJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS VAR US\$/PIE3	COSTOS TRANS VAR US\$/MBTU
2001	0.002	1.527	0.002	1.525	0.000	0.220	0.001	0.720
2002	0.001	1.466	0.001	1.356	0.000	0.233	0.001	0.733

BALLENA - T DORADA

	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/MBTU	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS FIJO US\$/PIE3	COSTOS TRANS FIJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS VAR US\$/PIE3	COSTOS TRANS VAR US\$/MBTU
2001	0.002	1.527	0.002	1.525	0.000	0.323	0.001	0.823
2002	0.001	1.466	0.001	1.356	0.000	0.335	0.001	0.835

BALLENA - T MERIL

	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ ALTO US\$/MBTU	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/PIE3	BOCA POZO GUAJ BAJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS FIJO US\$/PIE3	COSTOS TRANS FIJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS VAR US\$/PIE3	COSTOS TRANS VAR US\$/MBTU
2001	0.002	1.527	0.002	1.525	0.000	0.220	0.001	0.720
2002	0.001	1.466	0.001	1.356	0.000	0.233	0.001	0.733

CUSIANA - T OCOA

	CASO B US\$/PIE3	CASO B US\$/MBTU	CASO A US\$/PIE3	CASO A US\$/MBTU	COSTOS TRANS FIJO US\$/PIE3	COSTOS TRANS FIJO US\$/MBTU	COSTOS TRANS VAR US\$/PIE3	COSTOS TRANS VAR US\$/MBTU
2001	0.001	0.994	0.001	0.993	0.000	0.409	0.000	0.409
2002	0.001	0.953	0.001	0.882	0.000	0.421	0.000	0.421

Período: Ene 2003 – Dic 2003

COSTO GAS POR PLANTA US\$ CONSTANTES DIC 01 / KPC												
ANUAL	BALLENA - GUAJIRA				TRAMO BALLENA - BARRANQUILLA				TRAMO BALLENA - CARTAGENA (MAMONAL)			
	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC
2003	0.19887	0.15710	1.41805	1.77402	0.21883	0.17444	1.41805	1.81132	0.25775	0.19586	1.41805	1.87166

BALLENA - TERMO SIERRA				TRAMO BALLENA - T CENTRO				TRAMO BALLENA - T DORADA			
TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC
1.09	0.27	1.42	2.78	1.04	0.26	1.42	2.71	1.20	0.30	1.42	2.91

TRAMO BALLENA - T MERIL				TRAMO BALLENA - T EMCALI				TRAMO BALLENA - T VALLE			
TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC
0.91	0.23	1.42	2.55	1.52	0.38	1.42	3.32	1.52	0.38	1.92	3.82

TRAMO CUSIANA - T OCOA				TRAMO CUSIANA - VILLAVICENCIO				TRAMO PAYOA/BALLENA - T PALENQUE				TRAMO PAYOA/BALLENA - T BARRANCA			
TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC	TRANS CF US\$/KPC	TRANS CV US\$/KPC	BP US\$/KPC	TOTAL US\$/KPC
0.67	0.17	1.35	2.19	0.66	0.16	1.35	2.18	0.26	0.09	1.86	2.21	0.26	0.09	1.86	2.21

PRECIOS DEL GAS EN BOCA DE POZO (US\$/KPC) Constantes Dic./97

Proyecciones realizadas por la UPME según las resoluciones vigentes del MME y CREG

PERIODO	CASO 1 Guajira Res. 039/75	Gas Opón * con troncal Res. 061/83	Gas Opón y otros Res. 061/83	Gas Casanare Res. 061/83	Gas Casanare Asociado Res. 061/83	Interior Res. 057/96	Payoa	CASO 2 Guajira Res. 039/75 Res. 061/83	CASO 3 Guajira Res. 039/75 Res. 057/96
1998.1	0.93	1.42	1.15	1.27	0.63	1.58	0.95	0.93	0.93
1998.2	0.74	1.09	0.83	0.91	0.46	1.44	0.89	0.74	0.74
1999.1	0.59	0.98	0.72	0.79	0.40	1.25	0.83	0.59	0.59
1999.2	0.56	0.90	0.64	0.71	0.36	1.10	0.78	0.56	0.56
2000.1	0.57	0.93	0.68	0.75	0.38	1.00	0.75	0.57	0.57
2000.2	0.58	0.94	0.69	0.76	0.38	0.99	0.74	0.58	0.58
2001.1	0.58	0.93	0.68	0.75	0.38	1.01	0.74	0.75	1.01
2001.2	0.58	0.93	0.69	0.76	0.38	1.03	0.74	0.76	1.03
2002.1	0.58	0.92	0.68	0.75	0.37	1.03	0.73	0.75	1.03
2002.2	0.58	0.92	0.69	0.76	0.38	1.03	0.73	0.76	1.03
2003.1	0.57	0.91	0.68	0.75	0.37	1.04	0.73	0.75	1.04
2003.2	0.58	0.92	0.69	0.76	0.38	1.04	0.72	0.76	1.04
2004.1	0.57	0.91	0.68	0.75	0.37	1.04	0.72	0.75	1.04
2004.2	0.58	0.91	0.69	0.76	0.38	1.05	0.72	0.76	1.05
2005.1	0.58	0.90	0.68	0.75	0.37	1.05	0.71	0.75	1.05
2005.2	0.58	0.91	0.69	0.76	0.38	1.05	0.71	0.76	1.05
2006.1	0.58	0.90	0.68	0.75	0.37	1.06	0.71	0.75	1.06
2006.2	0.58	0.91	0.69	0.76	0.38	1.06	0.71	0.76	1.06
2007.1	0.58	0.90	0.68	0.75	0.38	1.07	0.70	0.75	1.07
2007.2	0.58	0.90	0.69	0.76	0.38	1.07	0.70	0.76	1.07
2008.1	0.58	0.89	0.68	0.75	0.38	1.08	0.70	0.75	1.08
2008.2	0.58	0.90	0.69	0.76	0.38	1.08	0.70	0.76	1.08
2009.1	0.58	0.89	0.68	0.75	0.38	1.09	0.69	0.75	1.09
2009.2	0.58	0.90	0.69	0.76	0.38	1.09	0.69	0.76	1.09
2010.1	0.58	0.89	0.69	0.76	0.38	1.10	0.69	0.76	1.10
2010.2	0.59	0.90	0.70	0.77	0.38	1.10	0.69	0.77	1.10

* Incluye el costo del transporte del campo Opón a Barranca establecido por la Res. 101 de septiembre 4 de 1998 (US/K **0.264**)
CASO 1 de la Guajira es un promedio ponderado del precio de resolución, ya que no cubre un semestre corrido de un mismo año.

CASO 2 de la Guajira considera que el precio del gas puede pasarse de la Res. 039/75 a la Res. 061/83 a partir del 2001.

Para el precio de gas en planta considerar :

T. Ocoa gas de Casanare
T. Sierra, T. Centro, T. Dorada, T. Meril, T. Valle, T. Emcali gas de Opón con troncal
T. Opón gas Opón y otros
T. Gualanday gas Interior
Plantas de B/quilla y C/gena gas de Guajira
T. Chinú gas Opon y otros
T. Barranca y T. Palenque gas de Payoa

COSTOS DE CARBÓN MINERAL EN US\$/TON EN DÓLARES DE 2004

PLANTA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
TERMOTASAJERO	17.50	16.47	19.38	17.64	16.53	19.17	15.91	30.13
TERMOPAIPA	19.27	18.10	16.12	14.82	14.82	19.96	15.14	28.04
TERMOZIPA	21.34	18.06	14.44	14.27	14.27	20.86	15.24	18.27

LISTADO ANEXOS EN MEDIO MAGNÉTICO

En la versión en medio magnético del presente documento se encuentran los siguientes archivos:

Anexo 2 – Balance imp-exp.xls	Balance de importaciones y exportaciones de GLP
Anexo 3 – Normas GLP Argentina.zip	Normas técnicas sobre GLP automotor en Argentina
Anexo 4 – Normas Icontec GLP motor.zip	Normas técnicas colombianas desarrolladas por el Icontec sobre GLP automotor
Anexo 5 – Dimensionamiento GLP automotor.xls	Cálculos preliminares sobre el posible dimensionamiento del mercado de GLP automotor en Colombia