



Estrategias de Manejo de los Precios de los Hidrocarburos en el Corto y el Largo Plazo

(Informe final presentado a Ecopetrol)

Investigadores Principales

Eduardo Lora Torres

Guillermo Perry Rubio

Investigadores Asistentes

Ana María Herrera

Catalina Crane

Gustavo Ramírez

Bogotá, enero de 1992



**ESTRATEGIAS DE MANEJO DE LOS
PRECIOS DE LOS
HIDROCARBUROS EN EL CORTO Y EL
LARGO PLAZO**

Informe Final Presentado a
ECOPETROL

Investigadores Principales: Eduardo Lora Torres
Guillermo Perry Rubio

Investigadores Asistentes: Ana María Herrera
Catalina Crane
Gustavo Ramírez

Bogotá, enero de 1992

**ESTRATEGIAS DE MANEJO DE LOS PRECIOS DE LOS
HIDROCARBUROS EN EL CORTO Y EL LARGO PLAZO**

**Informe Final Presentado a
ECOPETROL**

Investigadores Principales: Eduardo Lora Torres
Guillermo Perry Rubio

Investigadores asistentes: Ana María Herrera
Catalina Crane
Gustavo Ramírez

Bogotá, enero de 1992

INDICE

RESUMEN Y CONCLUSIONES

- A. Aspectos Macroeconómicos y Distributivos de las políticas generales de precios de los hidrocarburos
 - 1. Efectos inflacionarios de los cambios de precios de los hidrocarburos
 - 2. Efectos sobre la actividad económica de los cambios de precios de los hidrocarburos
 - 3. Efectos distributivos de los cambios de precios de los hidrocarburos
 - 4. Otras variables analizadas

- B. Nivel y estructura de los precios e impuestos por productos. Metas y estrategias de ajuste
 - 1. Precios antes de impuestos.
 - a. Productos de la refinación
 - b. Gas natural
 - c. Crudos pesados

 - 2. Impuestos
 - a. Impuestos a los combustibles del sector transporte
 - b. Impuestos por contaminación.
 - c. El IVA sobre los derivados del petróleo
 - d. Modalidad y características de los impuestos.
 - i. Nivel de imposición
 - ii. Impuestos específicos o ad-valorem

 - 3. Otros Problemas de la Estructura de los Precios
 - a. Energéticos utilizados en el sector residencial.
 - b. Energéticos utilizados en el sector industrial

 - 4. Trayectoria del Ajuste y liberación de precios.
 - a. Liberación de precios
 - b. Estrategia de Ajuste

PRIMERA PARTE

I. EL MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL UTILIZADO PARA ANALIZAR LAS INTERACCIONES SECTORIALES Y MACROECONOMICAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

- A. Introducción

- B. Estructura contable del modelo
 - 1. Sectores productivos
 - 2. Tipos de trabajo
 - 3. Tipos de capital
 - 4. Instituciones y hogares

- C. Tratamiento de los sectores de minería e hidrocarburos

- D. Funcionamiento del modelo
 - 1. La producción y el Valor Agregado
 - 2. La oferta de bienes
 - 3. Distribución del ingreso y consumo
 - 4. Demandas domésticas de bienes
 - 5. Exportaciones e Importaciones

6. Tratamiento de la inversión y cierre del modelo

II. RESULTADOS DE LOS EJERCICIOS DE SIMULACION E IMPLICACIONES DE POLITICA

A. Introducción

B. Resultados de Simulación

1. Aumento de los precios de los productos refinados del petróleo
2. Comparación del aumento del precio de la gasolina con el aumento del IVA
3. Aumentos en los precios de los demás productos energéticos: gas natural y carbón
4. Aumento del precio externo del petróleo y de los refinados del petróleo
5. Devaluación del 5%
6. Devaluación del 5% acompañada de aumentos de 5% en los precios internos de los energéticos
7. Aumento en la extracción de petróleo

SEGUNDA PARTE

I COSTOS DE OPORTUNIDAD Y NIVEL DESEADO DE LOS PRECIOS

A. El caso de los productos transables.

1. Bienes transables y no transables
2. Precios al productor y al consumidor

B. Productos no transables: el caso del gas natural

1. Principios teóricos y metodológicos.
2. El gas y la generación de electricidad

II. IMPUESTOS A LOS ENERGÉTICOS. TEORIA Y PRACTICA

A. Alternativas y escenarios de simulación.

B. Los impuestos a los combustibles en el contexto del financiamiento del sector transporte

1. Aspectos Generales.
2. Peajes
3. Impuestos a los combustibles
4. Impuestos de Rodamiento
5. Impuestos al parqueo y a la circulación por áreas específicas
6. Síntesis: la estructura óptima de las cargas a usuarios de carreteras.
7. Cálculos

C. IMPUESTOS A LOS ENERGETICOS POR CONTAMINACION

1. Introducción
2. El poder contaminante de los distintos energéticos y las opciones de conservación y sustitución
3. Utilización de impuestos diferenciales en distintos países
4. Impuestos y otros elementos de política de control de contaminación
 - a. Introducción
 - b. Fuentes fijas
 - c. Fuentes Móviles de Emisión (v.gr. vehículos):

D. Otras consideraciones fiscales

1. Eficiencia de recaudo
2. Asignación
3. Equidad y distribución de ingresos.

- E. Modalidad y características recomendadas
 - 1. Etapa de imposición
 - 2. ¿Impuestos ad-valorem o impuestos específicos?

III. PRECIOS E IMPUESTOS. EVOLUCION Y COMPARACIONES INTERNACIONALES

- A. EVOLUCION EN COLOMBIA.
 - 1. Comparación con los niveles deseados.
 - 2. Composición de los precios internos
 - a. Gasolina regular.
 - b. Gasolina Extra
 - c. Cocinol
 - d. Diesel (ACPM)
 - e. Kerosene
 - f. Combustoleo
- B. COMPARACIONES INTERNACIONALES
 - 1. Precios al consumidor
 - 2. Impuestos y precios al productor
 - 3. Comparación de la estructura de precios en América Latina

IV. PRECIOS Y AHORRO DE ENERGETICOS

- A. INTENSIDAD ENERGETICA GLOBAL
 - 1. Consumo de Energía por habitante
 - 2. Intensidad energética global.
- B. Intensidad energética en la industria
- C. Intensidad ENERGETICA en el sector transporte
- D. Intensidad ENERGETICA en el sector residencial

V. ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS Y DEL CONSUMO

- A. Sector residencial
 - 1. Evolución del consumo útil
 - 2. Comparación con otros países latinoamericanos
- B. Sector industrial
 - 1. Evolución del consumo útil en Colombia.
 - 2. Comparación con otros países latinoamericanos.
- C. Sector Transporte
- D. Efectos de la estructura ACTUAL de los precios al consumidor EN COLOMBIA
 - 1. Sector residencial
 - 2. Sector industrial

VI. PRECIOS Y FINANZAS PUBLICAS

- A. Incidencia de los precios
- B. Efectos fiscales de la trayectoria del ajuste.

VII. ESTRATEGIA DE AJUSTE Y LIBERACION DE PRECIOS

- A. Liberación de precios: ventajas, desventajas y prioridades
 - 1. Liberación de precios: porqué, cuando y como.
 - a. Refinación
 - i. Condiciones
 - ii. Ventajas
 - b. Distribución de combustibles.
 - i. Condiciones y estrategia.
 - ii. Ventajas
 - c. Distribución de gas propano.
 - d. Distribución de otros refinados
- B. Estrategia de Ajuste: precios al productor e impuestos.
- C. Estrategia de Ajuste: Nivel o Estructura
- D. Gradualidad en la estrategia de ajuste

ESTRATEGIAS DE MANEJO DE LOS PRECIOS DE LOS HIDROCARBUROS EN EL CORTO Y EL LARGO PLAZO

Resumen y Conclusiones

A. Aspectos Macroeconómicos y Distributivos de las Políticas Generales de Precios de los Hidrocarburos

1. Efectos inflacionarios de los cambios de precios de los hidrocarburos

El efecto de las alzas de precios de los hidrocarburos sobre el índice de precios al consumidor suele ser analizado a través de su impacto directo e indirecto en los costos de producción de todos los artículos que conforman la canasta de consumo. Este método es incompleto, al menos por cuatro razones:

a) Porque no tiene en cuenta el efecto regulador que ejercen las importaciones sobre los precios de los bienes de producción nacional. En ausencia de importaciones, los aumentos de costos podrían reflejarse enteramente en los precios, pero éste no puede ser el caso en una economía abierta donde pueden elevarse las importaciones cuando se encarecen los bienes domésticos.

b) Porque no tiene tampoco en cuenta la posibilidad de sustitución de los hidrocarburos por otras fuentes de energía en la producción de los bienes nacionales. En la medida en que existan posibilidades de sustitución, el encarecimiento de costos es menor que lo que indican los cálculos tradicionales, los cuales se basan en coeficientes técnicos fijos.

c) Porque no se considera la posibilidad de sustitución de los hidrocarburos por otras fuentes de energía en el consumo final de los hogares. Como en el caso de la producción, el método tradicional tampoco considera que los hogares pueden reasignar sus demandas de energía hacia otras fuentes cuando se encarecen los hidrocarburos.

d) Finalmente, porque no se consideran los efectos de demanda agregada que puede causar el cambio en el precio de los hidrocarburos. Un alza de precios de estos bienes que no sea compensada con mayor gasto público implica una pérdida en el poder de compra de los hogares, que debe traducirse en menores presiones inflacionarias en la economía en su conjunto, probablemente a través de reducciones en los precios de bienes diferentes a los combustibles, típicamente en los precios de los alimentos, por ser los más flexibles en toda la economía.

La omisión de estos cuatro efectos implica que los cálculos tradicionales sobreestiman el impacto inflacionario de los aumentos de precios de los hidrocarburos. Para este estudio se construyó un modelo de equilibrio general, cuya estructura se explica en detalle en el Capítulo I de la Parte Primera, que incorpora la totalidad de estos efectos, corrigiendo así los sesgos de cálculos anteriores.

Con base en dicho modelo se encontró que el alza en el precio interno del conjunto de los derivados del petróleo, cuyo principal componente es la gasolina, sólo genera presiones inflacionarias cuando el gobierno compensa con mayor gasto público su efecto recesivo. En este caso, un aumento del 20% en el precio de los hidrocarburos induce un aumento de 0.7 puntos en el índice de precios al consumidor. Pero si el gobierno mantiene inmodificado sus niveles de gasto y permite por lo tanto que se den los efectos recesivos del alza de precios de los hidrocarburos (véase más adelante), no ocurre ningún cambio apreciable en el IPC¹. Puede decirse así que los efectos inflacionarios que se atribuyen al alza en el precio de la gasolina tienen lugar exclusivamente porque el gobierno utiliza los

¹ Con un método tradicional de cálculo, con base en una matriz insumo producto, se encuentra que un aumento en el precio de la gasolina de 20% eleva el IPC en 0.6 puntos porcentuales. Véase Correa, P. y Escobar, J. H., Radiografía de la inflación actual, Coyuntura Económica, octubre de 1990.

PRESENTACION

El objeto de este estudio, cuyos resultados finales se presentan en este informe, fue determinar una estrategia general de manejo de los precios de los hidrocarburos y de su estructura, con el fin de aproximarse a los costos de oportunidad (internacionales), teniendo en cuenta las limitaciones macroeconómicas que puede enfrentar ese proceso.

El estudio cubrió dos grupos de temas. De una parte, los aspectos macroeconómicos y distributivos del manejo general de los precios de los hidrocarburos; de otro, los criterios y estrategias de fijación de precios por productos específicos.

De acuerdo con esta temática, este informe está organizado así: se presentan primero en forma de resumen ejecutivo las principales conclusiones y recomendaciones del estudio; luego, en dos grandes partes, se discuten en detalle los dos grupos de temas mencionados.

Los autores de este estudio agradecen a las directivas y funcionarios de Ecopetrol la valiosa ayuda que suministraron y el espíritu de permanente diálogo y colaboración durante la elaboración de este trabajo. No obstante, las conclusiones y recomendaciones no comprometen en absoluto a la Empresa ni a sus funcionarios y son de exclusiva responsabilidad de los autores del estudio.

ingresos adicionales como fuente de financiamiento de mayor gasto.

Lo anterior no quiere decir, por supuesto, que en ausencia del mayor gasto no se eleven algunos precios específicos. En particular, en el estudio se encuentra que el alza del 20% en el precio de los derivados del petróleo (cuando no hay mayor gasto público) eleva en 2.6% el precio del conjunto de los servicios de transporte de la economía. Simultáneamente, sin embargo da origen a una reducción del 1.9% en el precio de los alimentos, debido enteramente a la contracción de la demanda. En contraste, cuando el gobierno eleva el gasto público y contrarresta los efectos recesivos de la medida, el precio del transporte se eleva en 3% y cambian apenas de forma despreciable los precios de los alimentos. Los efectos de precios sectoriales detallados aparecen en los cuadros correspondientes del Capítulo II de la Primera Parte de este informe.

Puesto que el aumento en el precio interno de los combustibles puede utilizarse como un mecanismo de generación de ingresos fiscales, conviene comparar sus efectos con la alternativa de elevar la tarifa general del IVA para producir los mismos ingresos adicionales. Se requeriría elevar dicha tarifa en un 14.7% (es decir, del 12% actual al 13.8% aproximadamente) para producir los mismos ingresos fiscales adicionales que un alza del 20% en el precio de los hidrocarburos. Bajo el supuesto de que se aumente el gasto público, el aumento en el IPC sería ahora de 0.4 puntos, frente a 0.7 puntos en el caso en que se eleva el precio de los combustibles. El IVA es así menos inflacionario que el aumento de precios de los combustibles (y alcanza a reducir en 0.4 puntos el IPC cuando no se eleva el gasto público, cosa que prácticamente no ocurre cuando se elevan los precios de los hidrocarburos). Por otro lado, como es de esperarse, el aumento del IVA no afecta de manera apreciable el precio del transporte.

Los impactos inflacionarios discutidos no tienen en cuenta sin embargo el efecto sobre expectativas que puede tener el alza de los precios de los hidrocarburos, a través del cual pueden originarse alzas de otros precios, en particular de los alimentos. Sin embargo, los resultados de estas simulaciones indican que tales alzas por expectativas resultarían insostenibles macroeconómicamente, y por lo tanto tenderían a ser revertidas en el tiempo, a menos que sean validadas por un mayor gasto público o por ajustes en uno o varios de los precios básicos de la economía, típicamente la tasa de cambio, los salarios o los precios de los servicios públicos. En la medida en que las prácticas de indexación conduzcan a ajustes más frecuentes de estos precios, más factible será la validación de las alzas iniciales generadas por expectativas, que de otra forma serían a la larga insostenibles. Como es sabido, la frecuencia de los ajustes de precios tiende a ser mayor entre mayor sea la inflación y cuando su tendencia es ascendente. Por consiguiente, es imprudente propiciar ajustes reales de los precios de los hidrocarburos en coyunturas de inflación alta o creciente.

En vista de lo anterior, en la coyuntura actual no deben retrasarse los ajustes de precios de los hidrocarburos por el temor de atizar la inflación. Puesto que las perspectivas de la inflación son descendentes y muy favorables en 1992, deben propiciarse ajustes adicionales de precios de los hidrocarburos en el curso del año, ya que política y socialmente pueden ser más fácilmente aceptados que en otras circunstancias. De mantenerse los patrones tradicionales de estacionalidad de los índices de precios, los meses de junio, julio y agosto son los más indicados para introducir alzas adicionales en los precios de los hidrocarburos. Es esencial sin embargo que el gobierno mantenga la disciplina fiscal y que evite transmitir a otros precios bajo su control las alzas iniciales que pueden darse en algunos precios por razones de expectativas. En particular debe evitar que los ajustes de la tasa de cambio o de las tarifas de servicios públicos se indexen con respecto a la inflación observada de corto plazo cuando se produzcan los ajustes de precios de los hidrocarburos. Los patrones de indexación del tipo de cambio y las tarifas deben basarse en las tendencias de mediano plazo de la inflación, no en las variaciones observadas mes a mes del IPC.

2. Efectos sobre la actividad económica de los cambios de precios de los hidrocarburos

Los aumentos de precios de los hidrocarburos inducen disminuciones en el ritmo de actividad económica, a menos que sean compensados con aumentos en el gasto público. La razón se encuentra en que tales aumentos implican una transferencia de capacidad de gasto del sector privado hacia el sector público. En el estudio se concluye que un aumento del 20% en el precio de los

las clases de ingreso más bajas con el objeto de compensarlas por la pérdida sufrida por el aumento en los precios de los hidrocarburos. Una política de desmonte de los subsidios de los precios de los hidrocarburos debe tener en cuenta estas consideraciones y debe ser presentada públicamente junto con un programa de subsidios directos focalizados (por ejemplo, para gastos en vivienda, salud o educación, del tipo de los propuestos en el actual Plan de Desarrollo).

En comparación con los ajustes de precios de los hidrocarburos, los aumentos en las tasas del IVA son preferibles desde el punto de vista distributivo, ya que afectan en forma más homogénea a todos los estratos de ingreso urbano.

4. Otras variables analizadas

El Capítulo II de la Primera Parte de este informe contiene además una discusión de los efectos de otras variables de interés para el sector de hidrocarburos, como son los precios de otros energéticos, el precio externo del petróleo y sus refinados, la devaluación del tipo de cambio, y las ampliaciones de capacidad de extracción de petróleo crudo. En cada caso se analizan nuevamente los efectos macroeconómicos, sectoriales y distributivos.

B. Nivel y estructura de los precios e impuestos por productos. Metas y estrategia de ajuste

1. Precios antes de impuestos

a. Productos de la refinación

1) La meta a mediano plazo debe ser la de liberar los precios de los productos de la refinación del petróleo. Este objetivo se justifica y facilita en tanto se trata de bienes comerciables internacionalmente y en cuanto, en principio, no existen razones que justifiquen la presencia a largo plazo de monopolios estatales o privados en las actividades de refinación y distribución. En estas condiciones se puede esperar que la operación de un mercado competitivo genere precios "eficientes", que reflejen apropiadamente los costos de oportunidad de los distintos productos y, en consecuencia, que conduzcan a una correcta asignación de recursos en la economía. Solamente en lo que hace al transporte por poliductos se presentan condiciones que justifican el monopolio o la regulación estatal y que, por tanto, exigen la fijación administrativa del precio de este servicio en forma permanente.

El caso del gas natural (como el de la energía eléctrica) presenta características diferentes que hacen conveniente la fijación administrativa o la regulación de sus precios en todas las etapas del proceso, como se indica más adelante.

2) Los costos de oportunidad de los productos de la refinación del petróleo, que deben constituir las metas de la fijación administrativa de los precios, mientras ésta exista, son los siguientes:

- a) Precio al productor:
 - i) Productos importados: precios CIF de importación más costos de transporte del puerto de importación a la planta de abasto.
 - ii) Productos exportados: precios FOB de exportación menos costos de transporte de la refinería al puerto de exportación más costos de transporte de la refinería a planta de abasto.
- b) Precio al consumidor:
Precios al productor, más costos marginales de distribución (incluyendo costos de transporte de planta de abasto a los centros de consumo), más impuestos indirectos.

Conviene señalar que éstos son precisamente los precios que se establecerían en un mercado libre con competencia perfecta.

3) Los precios en planta de abasto, como los precios de venta de los mayoristas a los minoristas y los precios de venta al público en las distintas localidades, deberían reflejar de la mejor manera posible las diferencias en costos marginales de transporte y distribución de los productos. La correcta estimación de los costos de transporte y distribución resulta importante, en consecuencia, no solamente para determinar el nivel general de los precios, sino, ante todo, su estructura territorial.

A este fin, se hace necesario modificar la actual estructura contable de Ecopetrol que exagera el margen de transporte y manejo y subestima el precio ex-refinería. Asimismo, en tanto se liberen los precios al distribuidor, resulta prioritario un mayor conocimiento de los costos incrementales de distribución. En particular, se recomienda la ejecución de un estudio que compare la estructura de costos y márgenes de distribución en Colombia y otros países.

Lo anterior no obsta para que se apliquen algunos subsidios explícitos y específicos a los combustibles que se transporten a zonas aisladas, con el objeto de evitar un costo excesivamente alto en ellas, fundamentalmente por razones de equidad y, en algunos instancias, de desarrollo regional fronterizo. En algunas localidades fronterizas, sin embargo, resultaría más económico importar los productos de los países vecinos.

b. Gas natural

1) En el caso del gas natural, los precios al consumidor (antes de impuestos) deben seguir una trayectoria tal que cubra en todo momento los costos de extracción (e importación, si es del caso), transporte y distribución, más un costo de oportunidad de la reserva. Este último debe aumentar de manera exponencial en pesos constantes, con la tasa de descuento social, de tal manera que el precio al consumidor (antes de impuestos) se iguale con el precio equivalente (en términos de energía útil) del sustituto apropiado en la época en que se prevea que la producción máxima de las reservas disponibles y esperadas (más las importaciones máximas posibles) no será suficiente para atender la totalidad de la demanda por gas natural a un precio inferior. Esta es la denominada "regla" o "principio" de Hotelling.

2) La estimación de esta trayectoria óptima de los precios conlleva complejos problemas metodológicos que se discuten en el Capítulo I. Su determinación enfrenta hoy dificultades especiales asociadas con la incertidumbre con respecto al monto y al costo de las reservas disponibles en Cusiana, a la cuantía máxima y al precio de eventuales importaciones procedentes de Venezuela y a la demanda futura para usos de energía eléctrica.

3) En cuanto a los usos en generación de energía eléctrica se concluye que:

i) Dada la disponibilidad de una nueva tecnología eficiente de generación de energía eléctrica a partir de gas natural, mediante turbinas de ciclo combinado, el plan óptimo de expansión de generación en el sector eléctrico debería contener una cantidad apreciable de nueva capacidad de generación a gas. En estas condiciones, las proyecciones de demanda por gas natural crecerán con mayor rapidez y, en consecuencia, lo mismo sucederá con sus costos de oportunidad. La trayectoria de los precios deseados sería igual a aquella trayectoria que, siguiendo el principio de Hotelling, haga indiferente instalar más plantas con turbinas de ciclo combinado, a partir de un determinado año, frente a otros proyectos económicos de expansión del sistema eléctrico.

En estas condiciones se hará conveniente sustituir, en un futuro no muy lejano, el gas utilizado en plantas térmicas más convencionales e ineficientes. Para que tal cosa ocurra será necesario eliminar los subsidios actuales o trasladarlos al uso de combustibles alternos, como el carbón, si la situación financiera de Corelca así lo exige.

ii) La construcción de plantas de ciclo combinado exige disponer de un suministro confiable de gas natural con una trayectoria de precios relativamente conocida, especialmente si las lleva a cabo el sector privado. Dado que la trayectoria óptima de los precios de gas implica un

crecimiento en términos reales con el tiempo, los contratos de suministro deberían prever una cláusula de esta naturaleza. De no procederse en esta forma, quienes suscriban los primeros contratos se asegurarían un suministro a precios que a la larga resultarán subsidiados frente a los costos de oportunidad del gas. En adición, posiblemente se generaría una inversión en producción de electricidad a gas superior a la que sería deseable desde el punto de vista de la economía en su conjunto.

c. Crudos pesados

1) Los crudos pesados se pueden exportar o refinar; sin embargo, si ninguna de estas dos opciones resulta rentable, se deben tratar como productos no comercializables, en forma similar al gas natural.

2) En consecuencia, el precio al productor debe ser igual al valor mayor de las siguientes tres cifras:

- i) El precio FOB de exportación menos el costo de transporte del campo al puerto de exportación;
- ii) El costo de oportunidad de los productos que se obtendrían de su refinación, menos el costo de refinación, menos el costo de transporte del campo a la refinería;
- iii) El costo de extracción más un costo de agotamiento de la reserva calculado en forma similar a lo indicado con respecto al gas natural.

3) Los precios al consumidor deberían ser iguales al precio al productor, estimado en esta forma, más costos de transporte del campo al centro de consumo, más impuestos indirectos.

Los estimativos muy preliminares presentados en este estudio demuestran la necesidad de proceder a un estudio detallado de este tema, como se indica adelante.

2. Impuestos

a. Impuestos a los combustibles del sector transporte

1) Para una correcta asignación de recursos en la economía, los usuarios del sistema vial de transporte deben pagar impuestos que cubran aproximadamente los siguientes costos incrementales:

i) Los costos de mantenimiento del sistema vial ocasionados por el tráfico automotor. Estos costos de mantenimiento deben ser calculados de manera tal que permitan que las carreteras se conserven en su estado inicial; de lo contrario, si hay un gasto subóptimo de mantenimiento, el tráfico de cada automotor causaría costos a los demás usuarios en razón del deterioro que sufrirían las vías.

- ii) Costos asociados con la congestión.
- iii) Costos asociados con la contaminación producida por los automotores.
- iv) Costos asociados con el riesgo de accidentes.

En el último caso, la forma óptima de resolver el problema es a través de un seguro mínimo obligatorio, como se ha instituido ya en el país.

En algunos casos específicos (autopistas interurbanas y circunvalares de alta velocidad, y con pocas entradas y salidas) el mejor instrumento para cobrar tanto los costos de mantenimiento como los costos de congestión son los peajes.

Para los demás costos de congestión -especialmente urbana- lo más apropiado son los impuestos o licencias diferenciales para transitar por áreas especiales (centros de las ciudades) y los impuestos al parqueo.

2) Para cubrir los costos de mantenimiento del resto del sistema vial, algunos especialistas han propuesto una licencia o impuesto de rodamiento proporcional al kilometraje transitado por cada vehículo durante el período, con tasas diferenciales según su peso. No obstante, ante la dificultad de controlar las lecturas de kilometraje recorrido, las licencias o impuestos de rodamiento en la práctica cobran sumas fijas que varían con el tipo de vehículo (en general, según peso y valor o edad) pero no con su utilización real.

En consecuencia, el instrumento más apropiado en la práctica para cubrir los costos generales de mantenimiento son los impuestos a los combustibles, que son automáticamente proporcionales al uso del vehículo y, de manera aproximada, a su peso, ya que los vehículos más pesados requieren un mayor uso de combustibles por milla recorrida. Sin embargo, comoquiera que la relación de daño a peso es mucho mayor que la de uso de combustibles a peso, conviene de todas maneras complementar los impuestos a los combustibles con licencias o impuestos de rodamiento diferenciadas según el peso de los vehículos y, como se indica más abajo, con algunas otras características de los vehículos que determinan su capacidad contaminante.

3) La suma de ingresos de peaje e impuesto a los combustibles llegó a los 210.000 millones de pesos en 1990 (estimado de 270.000 millones de pesos en 1991), cifra que supera los gastos de mantenimiento ejecutados en ese año, pero que tendría que incrementarse en un 26% en términos reales para ser equivalente a estimativos muy preliminares del nivel óptimo gastos de mantenimiento. El aumento real en el valor del impuesto a los combustibles se situaría entre 26% y 33%, según que el incremento requerido provenga de ambas fuentes, en proporción a su participación actual, o en su totalidad de aumentos en los impuestos a los combustibles. Si los precios al productor se elevan al nivel de sus costos de oportunidad y la tasa de impuestos se mantiene, el valor real de éstos superaría lo requerido por concepto de gastos "óptimos" de mantenimiento del sistema vial. Este tema exige estudios cuantitativos más detallados.

4) Para reflejar bien los costos incrementales de mantenimiento, el impuesto a los combustibles debería ser directamente proporcional a la eficiencia (medida en términos de kilómetros recorridos por galón) de los distintos combustibles y del tipo de vehículo que tienda a utilizarlos en forma predominante. Lo último exigiría gravámenes diferenciales a nivel de minorista, lo que no es recomendable desde el punto de vista administrativo.

En cuanto a lo primero, ello exigiría gravar en mayor medida el diesel y el gas natural comprimido que la gasolina. Sin embargo, la emisión de contaminantes es, por lo general, inversamente proporcional a la eficiencia del combustible. Además, la mayor eficiencia del Diesel conduciría a un ahorro global del gasto doméstico en energéticos. Por lo tanto, no se recomienda que el impuesto a los combustibles diferencie según su eficiencia relativa.

No obstante, se debería imponer una sobretasa adicional al diesel y a la gasolina frente al gas natural comprimido, por su mayor emisión de otros contaminantes.

Lo anterior sugeriría, en conclusión, impuestos similares por galón para la gasolina y el diesel e inferiores para el gas natural comprimido. No obstante, existen dos dificultades prácticas para aplicar esta receta. La primera estriba en que el diesel o ACPM es también utilizado en otros sectores. Cobrar un impuesto por costos de utilización de las vías a combustibles utilizados por la agricultura, la industria o la generación eléctrica, resulta no solamente inequitativo, sino que genera una distorsión en la asignación de recursos en éstos últimos sectores. La segunda dificultad consiste en que, si la diferencia de precios lo justifica, el diesel puede ser mezclado con kerosene, producto al que por ningún motivo se debería gravar con un impuesto vial.

Si no existe una forma viable de controlar el uso y gravar diferencialmente a los combustibles utilizados en el sector transporte y en otros sectores (caso del diesel o ACPM), o de controlar la

desviación de kerosene hacia el sector transporte, se hace necesario efectuar un compromiso entre lo deseable y lo practicable.

Una posibilidad sería la de, en un extremo, cobrar a la gasolina los costos plenos que ocasiona la utilización de vehículos en el sistema vial y, en el otro, no cobrar ningún impuesto al kerosene que es utilizado por grupos pobres en el sector rural. El precio del diesel para el transporte y otros usos tendría que ocupar un lugar intermedio, según que tan difícil resulte evitar la desviación de uno a otro uso y las sustituciones no deseadas por otros productos. El impuesto al gas natural comprimido, habría que fijarlo por debajo del correspondiente al diesel para transporte, para no incentivar una sustitución indeseada que favorezca al diesel frente al gas natural comprimido.

5) Los impuestos a los combustibles no son un instrumento apropiado para cobrar los costos de **expansión** del sistema vial. Los impuestos orientados a controlar la congestión, los impuestos de rodamiento y a la venta de vehículos y las contribuciones de valorización constituirían mecanismos más idóneos en caso de que se considere necesario o conveniente que los beneficiarios directos paguen los costos de inversión en carreteras.

b. Impuestos por contaminación.

1) El análisis del capítulo II indica que los precios a los combustibles pueden ser un elemento importante de una política de control de la contaminación, pero que deben complementarse con otros, a saber: regulaciones que exijan la utilización de convertidores catalíticos en carros nuevos o anteriores a una determinada fecha para permitir su circulación; licencias o impuestos de rodamiento diferenciales por la capacidad contaminante de los diferentes tipos de vehículos (recuérdese que también deben ser diferenciales por peso para cobrar los costos de uso del sistema vial)

2) En el caso de las fuentes fijas, por el contrario, posiblemente resulte más eficiente un sistema de permisos negociables o de impuestos directos a las emisiones, que uno de impuestos a los energéticos.

3) Sin embargo, si se usan éstos últimos para los automotores y no para las fuentes fijas pueden presentarse problemas con aquellos energéticos que pueden ser utilizados por unos y otros (v. gr. el diesel o ACPM), al igual de lo que sucede con los impuestos vinculados con los costos de mantenimiento.

4) En todo caso, para el sector residencial, industrial y de generación de energía eléctrica se haría necesario establecerlos sobre todos los energéticos. El análisis del capítulo II permite establecer cuales energéticos deberían ser gravados con tasas mayores o menores de contaminación (tabla anexa). Sin embargo, de lo expuesto resulta claro que cuantificar su valor, aún de manera aproximada, está muy lejos del alcance del presente estudio y exige trabajos adicionales detallados.

c. El IVA sobre los derivados del petróleo

Los derivados del petróleo, como cualquier otro bien o servicio en la economía, deberían en principio estar sujetos al gravamen general sobre el valor agregado (IVA). No obstante, en el caso colombiano no parece recomendable mantenerlos o incluirlos en la base del IVA por dos razones:

i) Para no generar distorsiones en la estructura de consumo de los energéticos, los demás energéticos deberían también estar sujetos al IVA. Mientras esto no ocurra, como sucede en Colombia, resulta preferible no gravar con IVA a los derivados de petróleo.

ii) Las consideraciones administrativas mencionadas en el numeral anterior, no hacen conveniente extender los gravámenes a los derivados del petróleo a nivel minorista. El gravamen al valor agregado, sin embargo, debería extenderse hasta esa etapa.

d. Modalidad y características de los impuestos.

i. Nivel de imposición

Los impuestos a los derivados del petróleo presentan una enorme ventaja comparativa en cuanto a su administración y recaudo, siempre y cuando el gravamen tenga lugar ex-refinería y en los puertos de importación, o en las plantas de abasto. La administración de un gravamen a nivel minorista (estación de servicio, entrega a domicilio) se encarece y dificulta considerablemente, aún bajo el sistema actual de fijación administrativa de los precios una vez al año. Por supuesto, se haría tanto más compleja en cuanto los precios se ajusten con mayor periodicidad para reflejar las variaciones de los precios internacionales y aún más si éstos se liberan en el futuro, como parece ser la meta deseable a largo plazo de la política de precios (ver adelante).

ii. Impuestos específicos o ad-valorem

Aparte del IVA, los impuestos vinculados con los costos incrementales ocasionados por el tránsito de los vehículos a través del sistema vial, o con los costos de contaminación, se aproximarían en teoría mejor mediante impuestos específicos, cuyo valor se indexe con los índices generales de precios o, preferiblemente, con índices apropiados a los costos de mantenimiento de las carreteras y a los costos de contaminación.

Además, en esta forma las variaciones en los precios al consumidor serían menores que las variaciones en los precios internacionales, con lo cual se reducirían sus efectos de corto plazo sobre la tasa de inflación.

Más aún, el impuesto ad-valorem haría más difícil establecer mecanismos de estabilización de los gastos fiscales derivados de los ingresos petroleros.

Por último, es más fácil administrar un impuesto específico cobrado en planta de abasto o a la salida de las refinerías, que un impuesto ad-valorem, especialmente cuando en el futuro se liberen los precios.

3. Otros Problemas de la Estructura de los Precios

a. Energéticos utilizados en el sector residencial.

El análisis presentado en los capítulos III a V concluye en que existen los siguientes problemas:

1) Colombia es el país de América Latina que utiliza en menor proporción gas natural y gas propano en el sector residencial, a pesar de que éstos constituyen los combustibles más económicos para satisfacer las principales necesidades energéticas de este sector (cocción y calentamiento de agua). El problema básico ha sido la limitación del suministro de éstos energéticos. Ello se ha debido a prioridades de política, pero también en parte al bajo nivel de los precios, especialmente en el caso de gas propano, que no ha hecho atractivo para Ecopetrol producirlo en mayor cuantía o importar los faltantes y que lo ha llevado en repetidas ocasiones a desincentivar su utilización. Esta, por supuesto no ha sido la única razón, ya que el subsidio en las importaciones de gasolina es mayor y, sin embargo, en este caso se ha garantizado un suministro pleno. La diferencia en actitudes puede haber estado relacionada con el hecho de que la gasolina no tiene sustitutos mientras que el gas propano sí.

Recientemente la empresa ha tomado la decisión de garantizar el suministro pleno de gas propano, pero ha dejado saber que procederá gradualmente y en la medida en que se ajusten los precios, con el objeto de evitar que se establezca un subsidio permanente a las importaciones de gas propano como ha sucedido con las de gasolina.

2) A la tarifa media actual para el sector residencial, el consumo de energía eléctrica resulta más económico que el de carbón o kerosene, contrariando los costos de oportunidad relativos. Más grave aún, para los hogares con consumos reducidos, tomando en cuenta la estructura de tarifas según niveles de consumo, resulta más barata que el GLP y, en algunos casos, aún que el gas natural. La reducción de los subsidios en las tarifas de energía eléctrica aparece, así, como una condición para que el patrón de consumo residencial refleje una correcta asignación de recursos.

3) El cocinol es hoy más barato que cualquiera de los otros combustibles, cuando cocinar con gasolina tiene costos de oportunidad más altos que la mayoría de los sustitutos potenciales, aún sin contar los costos y efectos sobre la salud pública que su utilización ocasiona. El único combustible que se podría ofrecer a su costo de oportunidad sin exigir un incremento excesivo en los gastos familiares en energía es el gas natural. Así, solamente cuando exista pleno suministro de gas natural en la ciudad de Bogotá será viable eliminar totalmente el consumo de cocinol. Para ello sería conveniente subsidiar las conexiones a viviendas de clases de ingresos bajos, e incluso subsidios temporales al consumo del gas, con el objeto de estimular la sustitución. Lo mismo se podría hacer con distribución de gas propano en aquellos pueblos en donde ya se estableció un cierto nivel de consumo de cocinol.

4) Colombia presenta el mayor consumo relativo de leña en América Latina. Este es el más ineficiente de los energéticos y el de mayores efectos ambientales negativos. Se hace necesario disponer de una estrategia de distribución de combustibles alternos subsidiados al sector rural.

En varios países se utiliza el kerosene para este propósito, en otros el gas propano y, en unos pocos, las briquetas de carbón. Debido a la posibilidad a que el kerosene se sustituya por diesel, y a que no existe una cultura al respecto en Colombia, no parecería aconsejable este camino. La falta de tradición hace también difícil establecer un programa masivo de briquetas, si bien la amplia disponibilidad de carbón en muchas regiones podría hacerlo aconsejable. Alternativamente, si se masifica el consumo de gas propano, este podría ser un combustible apropiado para el sector rural. No obstante, como su precio se habrá de llevar al precio internacional, se debería estudiar la viabilidad de otorgar subsidios específicos orientados al sector rural (para bombonas de 10 libras o menos, con válvulas adecuadas de seguridad y que no se comercialicen en las ciudades).

En todo caso, resulta urgente estudiar la viabilidad de un programa de suministro subsidiado de energéticos al sector rural, que exige un diseño cuidadoso desde el punto de vista de su administración y control.

b. Energéticos utilizados en el sector industrial

Los principales problemas son los siguientes:

1) Al igual que en el caso del sector residencial, el suministro limitado de gas natural y propano, que exige las soluciones anotadas atrás.

2) En adición, los crudos pesados son hoy más baratos que otros combustibles y probablemente lo serían con respecto al gas natural transportado al interior del país. Los estimativos preliminares sugieren que el orden de los costos de oportunidad es el contrario. Es importante proceder a un estudio detallado que permita despejar las dudas al respecto, especialmente ante las nuevas perspectivas de suministro de gas natural a la industria del interior del país.

4. Trayectoria del Ajuste y liberación de precios.

El análisis de los Capítulos VI y VII permite las siguientes conclusiones:

a. Liberación de precios

- 1) Con respecto a los combustibles, la secuencia de liberación debe ser la siguiente:
 - i) Márgenes de los minoristas;
 - ii) Márgenes de distribución mayorista e importación de combustibles;
 - iii) Precios ex-refinería.
- 2) La liberación de márgenes o precios, en mercados que han estado estrictamente regulados, puede conducir inicialmente a incrementos sustanciales, por varias razones:
 - i) Los márgenes fijados administrativamente pueden haber estado por debajo de los del equilibrio competitivo, especialmente en el caso de los mayoristas.
 - ii) En tal caso, las empresas habrían retrasado programas de inversión y modernización que buscarían acometer al inicio de la liberación. Este hecho podría conducir márgenes iniciales exageradamente altos con el objeto de obtener financiamiento para esas inversiones. Las nuevas inversiones conducirían en el futuro a una reducción de márgenes.
 - iii) En cualquier caso, el proceso de aprendizaje en un mercado de esta naturaleza puede conducir inicialmente a "overshoots", que luego en el tiempo se aminoren.

En consecuencia, podría ser conveniente que antes de proceder a la liberación de los márgenes mayoristas se fije un tope máximo por vía administrativa, superior al actual pero que evite un alza excesiva al liberar, lo cual podría desprestigiar el proceso de liberación. Así mismo, por lo dicho anteriormente, no parecería conveniente liberar los márgenes de distribución mayorista sino hasta tanto los precios en refinería se hayan acercado a los equivalentes internacionales y se hayan obviado los problemas de estructura que hoy día acusan los precios regulados. De no proceder en esta forma los mayoristas podrían apropiarse de las diferencias entre los precios ex-refinería y los equivalentes de importación.

Tomando en cuenta los aspectos de aprendizaje del mercado, parecería conveniente que la liberación de márgenes de distribución minorista proceda también por etapas. En una primera etapa podría liberarse el margen de distribución minorista de la gasolina extra. El precio se estabilizaría con rapidez, por cuanto un margen excesivo llevaría a sustituir el consumo por gasolina regular y el proceso de aprendizaje de funcionamiento de mercado libre tendría un costo social muy reducido.

- 3) La liberación de precios y de importaciones del gas propano permitiría la operación de un mercado muy competitivo, que garantizaría un pleno suministro de este producto, superando las épocas de restricción que han conducido a un patrón tan atípico e ineficiente de consumo del sector residencial y de la pequeña y mediana industria.

No obstante, la liberación de precios e importaciones no se puede hacer a corto plazo, comoquiera que mientras que se llevan a cabo las inversiones que permitan importar la totalidad de los faltantes, los distribuidores podrían apropiarse de las rentas que permite una situación de suministro restringido. Se requiere, entonces, de un período de transición, durante el cual se vayan elevando los precios del gas propano en términos reales, hasta acercarse a los precios internacionales y Ecopetrol vaya incrementando las importaciones del producto.

Para que Ecopetrol disponga de un estímulo suficiente que permita acelerar este proceso, convendría autorizar un precio de venta equivalente al promedio ponderado entre el precio actual, en valor constante, y el precio CIF de importación más costos de transporte a planta de abasto. Más aún con el objeto de permitir la libertad de importaciones y de precios a un plazo más corto, podría ser

conveniente fijar y anunciar desde ahora una fecha, v. gr. a dos años vista, en la cual se liberarán tanto los precios como las importaciones del producto.

b. Estrategia de Ajuste

1) En una primera etapa, se deben elevar los precios al productor hasta el nivel de sus costos de oportunidad, manteniendo aproximadamente el valor actual en términos constantes de los impuestos indirectos; y, en una segunda etapa, se deben llevar las tasas de los impuestos, aplicados sobre los precios correctos de los productos, a los niveles deseados de acuerdo con los criterios señalados atrás.¹

Esta secuencia tendría las siguientes ventajas:

i) Se facilitaría la vinculación de capitales privados a las inversiones requeridas en ampliación de la capacidad de refinación, en condiciones de competitividad eficiente.

ii) Una estructura inadecuada de los precios al productor de derivados de petróleo induce ineficiencias en el manejo de la empresa estatal. Así, por ejemplo, continuarían vigentes los desestímulos al incremento de la oferta de gas propano y la eventual liberación de sus importaciones y precios se vería inconvenientemente retrasada.

iii) Se facilitaría la liberación de los márgenes de distribución mayorista y de la importación de productos refinados

iv) En forma más general, elevar los precios al productor al nivel de los precios internacionales facilita que se ajusten de manera automática ante las variaciones de aquellos y hace posible un tránsito más rápido a la deregulación de los precios en toda la economía petrolera, que debe ser el objetivo final de la política. Estos objetivos no se conseguirían, o se pospondrían innecesariamente en el tiempo, si se sigue la política de incrementar primero los impuestos y sólo después los precios al productor.

v) Se facilitaría el desarrollo de instrumentos de estabilización frente a variaciones en los precios internacionales del petróleo.

2) Para que esta estrategia no resulte en menores ingresos fiscales, frente a la alternativa de elevar primero los impuestos indirectos, sería necesario establecer un sistema especial de pago corriente ("pay as you go") para el pago de los impuestos de renta y la transferencia de utilidades de Ecopetrol.

El procedimiento sería el siguiente: a finales de cada año, como parte del ejercicio de elaboración de presupuesto de la empresa y de su aprobación por el CONFIS, se proyectarían de común acuerdo las utilidades para el año siguiente, se convendría el nivel de inversión a ejecutar y su estructura de financiamiento y, en consecuencia, el monto de las utilidades a ser transferidas. El monto proyectado del impuesto de renta y las transferencias de utilidades netas se giraría por partes iguales durante los doce meses del año. En caso de que ocurran hechos que obliguen a revisar las utilidades proyectadas se procedería a efectuar los ajustes del caso para determinar el monto de los anticipos por transferencias e impuesto de renta a efectuar durante los meses restantes del año. Una

¹ En condiciones normales, un incremento equivalente en los precios al productor y en los impuestos al consumidor, generaría un aumento igual en los ingresos corrientes de la Nación, que se distribuiría entre ésta, los departamentos y municipios de acuerdo con las nuevas disposiciones constitucionales. No obstante, la Constitución permite que por una vez el producto de una reforma tributaria se destine exclusivamente a la Nación, lo que podría conducir, desde el punto de vista del Gobierno Nacional, a preferir en el corto plazo un incremento en el impuesto a los consumidores (u otro impuesto como el IVA) en lugar de un incremento en los precios al productor.

vez cerrado el balance de la empresa se harían los ajustes del caso.

3) La secuencia recomendada otorgaría prioridad a corregir los problemas de nivel y de estructura que se presentan en los precios al productor, dejando para una segunda etapa los problemas que se vinculan tanto con el nivel como con la estructura deseada de los impuestos. En consecuencia, se arreglarían en una primera etapa problemas de estructura tales como los bajos niveles de los precios de gas propano y gas natural, del cocinol, las distorsiones que existen en los precios relativos del kerosene y los que puedan existir en los precios relativos de los crudos pesados; vale decir, los que causan las mayores distorsiones en la asignación de recursos en la economía.

Se dejarían para la segunda etapa la eventual diferenciación en los niveles de impuestos de la gasolina y el diesel para transporte (pero se distinguiría desde una etapa temprana el precio del ACPM para la industria y la agricultura) y el establecimiento de gravámenes diferenciales a todos los energéticos por consideraciones de contaminación. Mientras tanto, se podrían adelantar estudios adicionales que permitan precisar los costos de estas externalidades y diseñar mejor la estructura impositiva.

4) Se recomienda proceder en dos o tres ajustes puntuales, en un plazo relativamente breve, que lleven los precios al productor a los niveles deseados. Las fechas y magnitudes de éstos ajustes dependerían de la evolución de los índices generales de inflación, con el objeto de que su efecto sobre expectativas y anticipación de precios sea lo menor posible.

Una estrategia de esta naturaleza podría aplicarse con relativa facilidad en el año de 1992, comoquiera que en el curso de éste se espera un descenso significativo de las tasas de inflación y un nivel moderado de los precios internacionales. En consecuencia, es un año apropiado para que, con dos o tres ajustes, no previstos por los agentes económicos, en períodos escogidos para minimizar su eventual efecto sobre expectativas de inflación, se lleven los precios al productor a los niveles deseados, con considerable rapidez.

PRIMERA PARTE

**INTERACCIONES SECTORIALES Y MACROECONOMICAS DEL
SECTOR DE HIDROCARBUROS**

CAPITULO I

EL MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL UTILIZADO PARA ANALIZAR LAS INTERACCIONES SECTORIALES Y MACROECONOMICAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

A. Introducción

En este capítulo se presenta la estructura y funcionamiento del modelo de equilibrio general que se construyó para evaluar los efectos de las políticas de precios y otras variables de especial importancia para el sector de hidrocarburos. Los resultados de las simulaciones efectuadas con este modelo son objeto del capítulo II de esta primera parte del informe. Como apéndices a esta primera parte se incluyen además estadísticas sobre la distribución por deciles de ingreso del consumo final de los hogares en energéticos y transporte y el listado de computador con el detalle completo de las cuentas y especificaciones técnicas del modelo.

La descripción que sigue evita en lo posible las explicaciones matemáticas, para concentrarse en la lógica de funcionamiento del modelo.

B. Estructura contable del modelo

1. Sectores productivos

Como es usual en la construcción de modelos de equilibrio general, su estructura básica depende de la sectorización de las actividades de producción y de la distinción de los factores y los agentes económicos que intervienen en la producción, el consumo y la formación de capital fijo (no se consideran actividades financieras).

El modelo considera los siguientes 20 sectores productivos:

1. Café
2. Alimentos agrícolas
3. Agricultura comercial
4. Extracción de petróleo
5. Extracción de gas natural
6. Explotación de carbón
7. Refinación de petróleo
8. Resto de actividades mineras
9. Alimentos manufacturados
10. Otros bienes de consumo manufacturado
11. Bienes intermedios manufacturados
12. Bienes de capital manufacturados
13. Construcción
14. Comercio
15. Servicios personales
16. Servicios domésticos
17. Alquileres de vivienda
18. Transporte
19. Resto de servicios modernos
20. Servicios del gobierno

Esta sectorización tiene en cuenta esencialmente que los distintos sectores utilizan tecnologías de producción que combinan energía y otros insumos en proporciones diferentes y

destinan sus productos a demandas que también son distintas ¹.

2. Tipos de trabajo

Se consideran un solo tipo de trabajo rural (que es el único que interviene en los tres primeros sectores de producción) y cinco tipos de trabajo urbano, que se combinan en proporciones diferentes en los demás sectores de producción. Los cinco tipos de trabajo urbano son:

1. Empleo asalariado estable: son los trabajadores vinculados por una relación contractual que implica estabilidad y sujeción a las normas legales vigentes para el sector moderno de la economía, que se supone compuesto por empresas de más de 10 ocupados y por el sector público. Se considera que éste es el único tipo de trabajo que se utiliza en los sectores 4 a 7.

2. Empleo asalariado inestable: son los trabajadores vinculados por una relación contractual implícita sin sujeción a las normas legales de seguridad social, estabilidad y prestaciones laborales. Recoge la forma de empleo predominante en la microempresa y pequeña empresa.

3. Empleo independiente moderno: son los trabajadores independientes que utilizan capital físico y humano en forma significativa en su actividad productiva. Se supone que no tienen vinculación con la seguridad social.

4. Empleo independiente o informal precario: trabajadores independientes que, en su actividad productiva, no utilizan capital en forma significativa.

Los diferentes tipos de empleo que considera el modelo son esenciales para determinar la distribución del ingreso urbano por deciles, como veremos más adelante. En el Cuadro 1.1 que se explicará en mayor detalle más adelante, puede verse qué tipos de trabajo se utilizan en cada sector.

3. Tipos de capital

El modelo considera seis tipos de capital específicos inmóviles, según la actividad productiva a la que están vinculados: capital en el sector de alimentos agrícolas, capital en la agricultura comercial, capital en el sector cafetero, en el conjunto de sectores mineros y un sólo tipo de capital para el sector urbano (además por razones contables se define una forma específica de capital en la producción de servicios del gobierno).

4. Instituciones y Hogares

Para distribuir el ingreso los pagos que se generan en las actividades productivas son recibidos en el modelo por las instituciones. Ellas efectúan operaciones de redistribución de estos ingresos primarios, ahorran o retienen beneficios, pagan impuestos directos y en algunos casos consumen. Constituyen por lo tanto, un elemento fundamental en la distribución institucional del ingreso.

Las instituciones consideradas son: las Empresas (tanto privadas como públicas), el Gobierno (que corresponde a las Administraciones Públicas en las cuentas del DANE), las instituciones de seguridad Social y once tipos de hogares que corresponden a las familias rurales, por una parte, y diez tipos de hogares urbanos según deciles de ingreso per-cápita y donde los ingresos considerados para la decilización se refieren a los ingresos tanto laborales como no laborales del grupo familiar en su conjunto (ocupados o no).

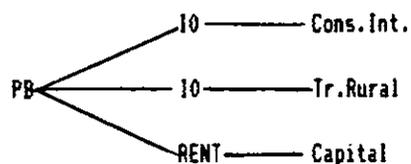
Además se considera como institución la Cuenta de Capital que recoge los ahorros de los

¹ Esta desagregación entre sectores tiene correspondencia con la clasificación de Cuentas Nacionales, pero con una mayor subdivisión del sector de minería.

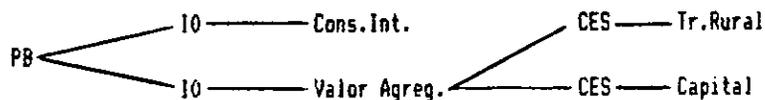
CUADRO 1. 1

MODELACION DEL VALOR AGREGADO Y LA PRODUCCION EN EL MODELO DE ECOPETROL

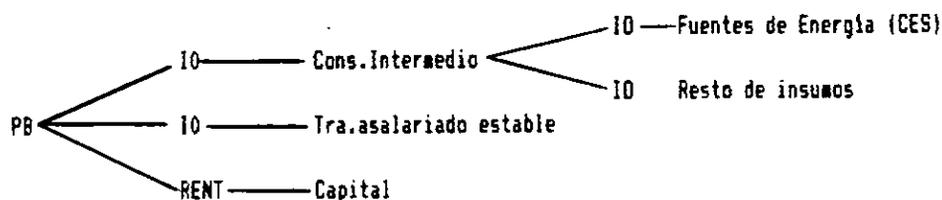
1. Alimentos Agrícolas, y Café



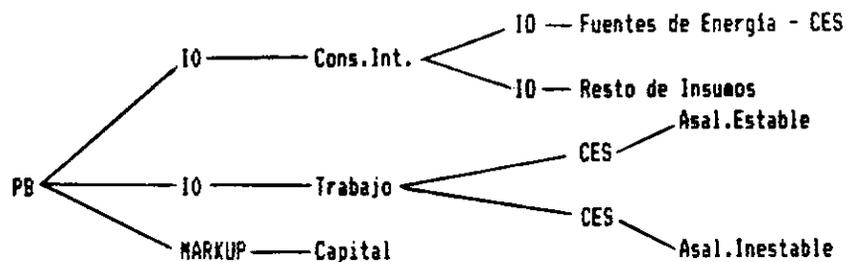
2. Agricultura Comercial



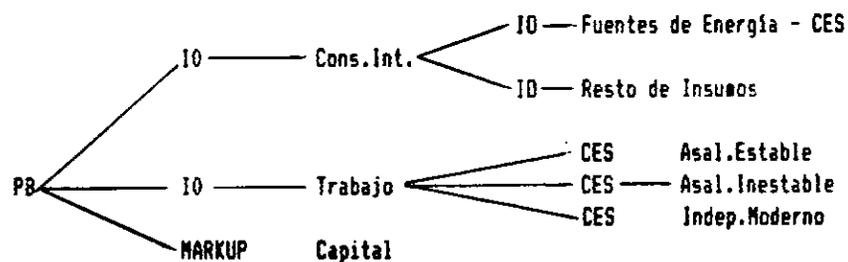
3. Petróleo, Gas Natural, Carbón, Refinación petróleo, Resto Minería



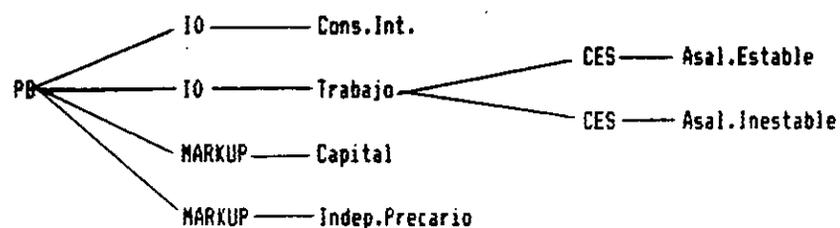
4. Bienes Manufacturados y Construcción



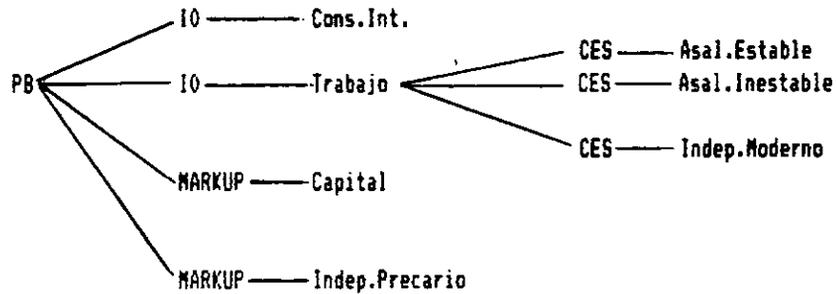
5. Servicios Modernos



6. Comercio



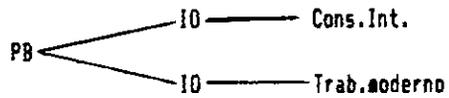
7. Servicios Personales



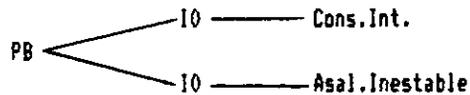
Simbología:

| | |
|--------|----------------------|
| PB | Producción bruta |
| IO | Coefficiente técnico |
| RENT | Renta |
| CES | Elasticidad de sust |
| | constante |
| MARKUP | Margen de sobrepres |

8. Servicios del Gobierno



9. Servicios Domésticos



diferentes grupos e instituciones y permite financiar la compra de capital fijo y los cambios en inventarios de la economía en su conjunto.

El Gobierno, las instituciones de seguridad social y los once tipos de hogares realizan compras de bienes de consumo final que adquieren de los sectores productivos que considera el modelo.

C. Tratamiento de los sectores de minería e hidrocarburos

Antes de entrar a describir el funcionamiento global del modelo es conveniente describir el tratamiento que se ha dado a los sectores de minería e hidrocarburos. Los principales supuestos aparecen resumidos en el Cuadro 1.2.

En relación con los volúmenes de producción, se supone que son exógenos en los casos del sector de extracción de petróleo y de refinación de petróleo. Este supuesto simplemente refleja el hecho de que estos sectores operan usualmente en el límite de su capacidad productiva (la cual es afectada además en ocasiones por factores extraeconómicos). En los sectores de gas natural, carbón y resto de la minería se supone en cambio que la producción es endógena, esto es que fluctúa de acuerdo con la demanda interna y/o las posibilidades de exportación (el caso del carbón).

Los volúmenes de exportación de carbón y del resto de minería se consideran dados en forma exógena. Esto significa que pueden ser modificados según el éxito de las estrategias de colocación de estos productos en los mercados externos, pero que no dependen de la capacidad de producción ni de otros factores internos. En el caso de la extracción de petróleo las exportaciones son residuales, dado el nivel de producción y las necesidades del mercado interno. En el sector de refinados del petróleo las exportaciones son una proporción fija de la producción doméstica, bajo el supuesto de que se exportan sub-productos que no son demandados totalmente en el mercado interno.

En materia de importaciones, se considera que las compras externas de refinados del petróleo son residuales para abastecer las demandas internas que no alcanzan a ser cubiertas por la existencia de limitaciones en la capacidad de producción del sector. El carácter residual de las importaciones implica que se trata de bienes idénticos (perfectamente sustitutos) a los nacionales. Para el resto del sector minero donde hay importaciones se supone en cambio que los bienes importados no son los mismos producidos domésticamente, de ahí que haya sólo algún grado de sustitución (véase la forma de modelaje específica más adelante).

Debido al interés del estudio en las políticas de precios de los hidrocarburos y sus sustitutos se supone que sus precios internos son fijados exógenamente por decisión de política oficial, excepto en el caso del resto de la minería, donde son determinados con base en costos de producción más un margen de ganancia fijo. Los precios exógenos internos de los hidrocarburos pueden diferir de los externos, como en efecto ocurre. Obviamente, en el modelo todos los precios externos son también exógenos y pueden ser modificados para reflejar los comportamientos de los mercados mundiales.

D. Funcionamiento del modelo

1. La Producción y el Valor Agregado

Como es común en los modelos reales de equilibrio general, las actividades productivas se realizan por etapas, hasta la obtención de los productos finales que llegan al mercado. En una primera etapa cada una de las actividades productivas combinan las fuentes de energía consideradas en el modelo (carbón, petróleo, gas natural y refinados del petróleo). Esta combinación de fuentes de energía se hace con arreglo a funciones de elasticidad de sustitución constante (CES), a través de las cuales se determina la composición de fuentes de energía que utiliza cada sector teniendo en cuenta los precios relativos de dichas fuentes¹. Cuando un sector utiliza una sola de las fuentes de energía

¹ Las elasticidades de sustitución fueron fijadas en el valor de 0.957, el cual resulta de ponderar las elasticidades de sustitución individuales estimadas en el Apéndice 2 de la Parte

CUADRO 1.2

TRATAMIENTO DE LOS SECTORES DE HIDROCARBUROS Y MINERIA

| | Volumen de Producción doméstica | Volumen de Exportaciones | Volumen de Importaciones | Precio Interno |
|------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-------------------|
| 1. Extracción de Petróleo | Exógena | Residual | — | Exógeno |
| 2. Gas natural | Endógena | — | — | Exógeno |
| 3. Carbón | Endógena | Exógeno | — | Exógeno |
| 4. Refinación de Petróleo | Exógena | Proporción Fija | Residual para cubrir demanda | Exógeno |
| 5. Resto de minería | Endógena | Exógeno | Parcialmente Sustitutiva | Endógeno |

consideradas, no existe esta primera etapa (véase el Cuadro 1.1).

En la etapa siguiente, el paquete de insumos energéticos se combina con el resto de los insumos y el trabajo por medio de coeficientes fijos, y por lo tanto, sin que exista sustitución entre ellos. El trabajo en cada actividad es a su vez una agregación de diferentes tipos de trabajo por medio de funciones de Elasticidad Constante de Sustitución (CES), lo que significa que existe algún grado de sustitución en su demanda, en respuesta a su precio relativo, dada una elasticidad que es definida exógenamente¹. Esta forma de modelación implica que el coeficiente de trabajo por unidad de producto es constante en cada actividad pero ese coeficiente puede ser satisfecho con diferentes tipos de trabajo que son sustitutos imperfectos entre sí. Las remuneraciones laborales correspondientes a cada uno de estos segmentos del mercado se considera exógena en términos nominales, pero puede eventualmente tratarse en forma endógena para tener en cuenta los procesos de indexación.

Excepto en el caso de la agricultura comercial, en todos los sectores de la producción se generan rentas o mark-ups como resultado de rigideces de precios y/o cantidades que hacen que los productores no se comporten como maximizadores de ganancia en el corto plazo. En la sección anterior explicamos ya el origen de estas rigideces en el caso de los sectores mineros. En el caso de las actividades urbanas y específicamente las industriales, la existencia de mark-ups refleja el carácter oligopólico de dichos mercados y el hecho de que operan con subutilización de la capacidad instalada.

En el caso de la agricultura comercial, el trabajo rural y el capital se combinan por medio de funciones de producción CES admitiendo posibilidades de sustitución entre ellos, y la demanda de factores está determinada, por lo tanto, por el valor de sus productividades marginales en tanto se mantiene la hipótesis de maximización de beneficios².

2. La oferta de bienes

Como ya vimos, los niveles de producción en el sector de petróleo y en el de refinados del petróleo son dados en forma exógena, de acuerdo con la capacidad de producción. También en el caso de la producción de alimentos agrícolas se considera una oferta que está dada en el corto plazo.

II de este trabajo, asignándole al petróleo la misma elasticidad de los refinados. Por falta de información no fue posible obtener un estimativo separado para cada sector productivo, de forma que se aplicó la misma elasticidad a todos los sectores.

¹ Estas elasticidades de sustitución entre tipos de empleo fueron derivadas a partir de una estimación econométrica de la elasticidad del coeficiente de empleo estable por unidad de producto (IN) con respecto al costo real del trabajo estable (IS) y al costo de las prestaciones sociales (RIP). Los resultados con base en datos anuales de la Encuesta Manufacturera del DANE para el período de 1970-1987 fueron:

$$IN = \begin{matrix} 2.26 \\ (2.10) \end{matrix} - \begin{matrix} 0.56 IS \\ (2.27) \end{matrix} - \begin{matrix} 0.50 RIP \\ (3.64) \end{matrix} + \begin{matrix} 0.58 AR(1) \\ (2.02) \end{matrix}$$

R² = 0.79, F = 22.4, D.W. = 1.86

Con base en estos resultados, y suponiendo que la sustitución se efectúa únicamente por otros tipos de trabajo, y no por capital o insumos, se dedujeron las elasticidades de sustitución para todos los sectores que utilizan trabajo estable. El promedio ponderado de estas elasticidades resultó ser 1.06.

² Los parámetros de sustitución que intervienen en las funciones CES y CET del sub-modelo real fueron adaptados del trabajo realizado por Botero, J. A. y López, G. **Modelo de equilibrio general aplicado: Estudio de sensibilidad**, Universidad de Antioquia, Mimeo, 1989. Únicamente en el caso explicado en la nota de pie de página anterior se efectuaron estimaciones propias.

En todos los demás sectores son endógenos al modelo. En el caso de la agricultura comercial, la oferta responde a la disponibilidad de factores, que es dada para el capital correspondiente, y residual para el trabajo (una vez determinada la demanda de trabajo de la producción de alimentos). En los demás sectores la oferta viene determinada por la demanda, ya que los precios no operan como variable equilibradora. Así, en los casos de los sectores de carbón, petróleo, gas natural, refinados del petróleo y el café se supone que los precios domésticos están determinados por decisiones de política económica oficial, de forma que la oferta se adecua a la demanda por exportaciones más las demandas finales e intermedias a ese precio doméstico dado. En los demás sectores los precios no están fijos, pero reflejan exclusivamente la situación de costos más un margen de sobreprecio (mark-up) que se considera fijo. De esta manera, son los volúmenes de producción los que, también en este caso, deben acomodar la ofertas a las demandas correspondientes.

En la etapa siguiente, la producción bruta se distribuye entre oferta para el mercado doméstico y oferta de exportaciones. Esta distribución se modela con funciones CET (Elasticidad Constante de Transformación) en los casos en que la demanda doméstica y las exportaciones compiten por la producción doméstica, lo cual ocurre para los dos sectores agrícolas no cafeteros y para el sector de refinados del petróleo, como ya se mencionó. Para los otros sectores se supone que la distribución entre oferta interna y oferta exportable viene determinada por las demandas en uno y otro mercado, como veremos en mayor detalle un poco más adelante.

3. Distribución del ingreso y consumo

En una primera etapa del proceso de distribución, los ingresos que se generan en las actividades productivas por el uso del capital y el trabajo y como resultado de la existencia de rentas se distribuyen a las empresas, el gobierno y los diferentes segmentos del mercado laboral. En este punto quedan determinados los ingresos totales de cada uno de dichos segmentos que entran como insumos al sub-modelo laboral. En la etapa siguiente del proceso de distribución estos ingresos de carácter laboral se asignan a los hogares rurales o se distribuyen por deciles entre los hogares urbanos, según sea el caso.

Por otro lado, los ingresos que no son de carácter laboral son objeto de diversas transferencias entre las empresas, el gobierno y el resto del mundo, y en parte son también asignados a los hogares rurales o urbanos.

En una etapa posterior, los ingresos disponibles de cada uno de los grupos de hogares resultantes de las etapas anteriores se distribuyen entre consumo, ahorro y pago de impuestos directos con arreglo a coeficientes fijos. En el caso de las empresas en esta etapa también se determinan los pagos de impuestos y de ahorro con coeficientes fijos, mientras que en el caso del gobierno tiene lugar un consumo determinado exógenamente en términos reales, resultando el ahorro correspondiente de forma residual para equilibrar los gastos con los ingresos tributarios totales (impuestos sobre la producción y la demanda doméstica, los aranceles y los impuestos indirectos).

4. Demandas domésticas de bienes

Cada uno de los bienes domésticos (valorados con impuestos indirectos sobre la producción doméstica y sobre las compras domésticas) y los bienes importados (incluyendo aranceles) se combinan entre sí por medio de funciones CES para formar "bienes compuestos". Este tratamiento supone algún grado de diferenciación de productos entre los bienes importados y los domésticos, que se refleja en la elasticidad de sustitución escogida en cada caso. Obsérvese sin embargo que no hay importaciones de carbón, gas natural ni petróleo crudo, y por consiguiente, no existe esta etapa en estos casos. En el caso del sector de refinados del petróleo sí hay importaciones, y se considera que éstas son totalmente sustitutas de la producción nacional (por lo tanto la elasticidad de sustitución correspondiente toma como valor infinito).

Cada uno de los bienes compuestos por la producción nacional y las importaciones es demandado para consumo intermedio, para consumo final de los hogares, para inversión y para consumo del gobierno.

Como ya vimos, las demandas para consumo intermedio de los bienes energéticos dan la posibilidad de sustitución entre ellas. Las demás demandas de consumo intermedio se hacen según coeficientes técnicos fijos.

Por su parte, las demandas de consumo de cada uno de los grupos de ingreso están dadas por funciones tipo Stone-Geary, en las cuales las elasticidades-precio e ingreso de la demanda de cada bien pueden situarse entre 0 y 1 según qué parte del consumo de cada bien se considere gasto comprometido. Las elasticidades de demanda de los energéticos y el transporte se obtuvieron de regresiones que se presentan en el Apéndice de la segunda parte de este trabajo¹. Se aplicaron las mismas elasticidades a todos los estratos de ingreso. Las elasticidades de la demanda de alimentos se fijaron en 0.7 y las demás todas en 1.

Las demás demandas internas se consideran exógenas en el modelo: el volumen de inversión está dado, al igual que su composición por tipos de bien y lo mismo sucede con el consumo del gobierno. Estas demandas no tienen mayor influencia directa sobre los sectores de petróleo o sus derivados.

5. Exportaciones e importaciones

En el modelo se adopta el supuesto del país pequeño --demanda de exportaciones infinitamente elástica-- para las ventas externas de bienes agrícolas diferentes a café. Esto quiere decir que el país puede colocar cualquier volumen de exportaciones sin afectar los precios mundiales de los productos correspondientes. Como ya se mencionó, los volúmenes de exportación de carbón son dados exógenamente. Este es también el caso en café y en el sector denominado "resto de minería". Las exportaciones de petróleo son un residuo entre la producción exógena y las demandas internas. Las exportaciones de derivados del petróleo son, por su parte, una proporción fija de la producción total de refinados, bajo el supuesto de que se exportan los subproductos no consumidos nacionalmente. El resto de las exportaciones (fundamentalmente industriales) están determinadas por una función de demanda externa que es sensible (con una elasticidad constante) a los precios relativos de las exportaciones del país con respecto a un precio indicativo de los mercados mundiales.

También bajo el supuesto de país pequeño, se supone una oferta de importaciones infinitamente elástica a los precios mundiales que están dados en dólares. Estos precios son convertidos a moneda local a través de la tasa de cambio, y sobre el precio CIF en pesos se calcula el pago de aranceles. Este mismo tratamiento aplica a las importaciones de refinados del petróleo.

La tasa de cambio, por otra parte, se presume fija en términos nominales y exógenamente determinada por la política económica.

Una vez definidas las exportaciones, las importaciones y los ingresos y pagos por transferencias del resto del mundo, el ahorro externo se determina residualmente para saldar las diferencias entre las fuentes y usos de divisas. Este esquema es propio de un régimen de tasa de cambio fija que implica que el mercado de divisas no se equilibra por movimientos en el precio (la tasa de cambio) y se debe definir por lo tanto una variable que ajuste la oferta y la demanda de divisas. Se presume que esta función la cumplen conjuntamente los flujos externos de capital y las variaciones en el saldo de las reservas internacionales del país.

¹ Los valores fueron 0.36 para el carbón, 0.335 para los refinados del petróleo, 0.61 para transporte y 0.5 para el resto de servicios (que incluyen electricidad y gas).

6. Tratamiento de la inversión y cierre del modelo

En el modelo la inversión de capital fijo y las variaciones de existencias están determinados exógenamente en términos reales, como ya se mencionó. El equilibrio macroeconómico debe ser alcanzado entonces por cambios en los ahorros totales (domésticos y externos). Los cambios en el nivel de producción y en la distribución del ingreso son los principales mecanismos a través de los cuales el ahorro se ajusta a los diferentes niveles de inversión.

CAPITULO II

RESULTADOS DE LOS EJERCICIOS DE SIMULACION E IMPLICACIONES DE POLITICA

A. Introducción

En este capítulo se presentan los principales resultados de las simulaciones efectuadas con la ayuda del modelo para evaluar los efectos macroeconómicos, distributivos y sectoriales de las políticas generales de precios de los energéticos. Se analizan además los efectos de otras variables de interés para el sector de los hidrocarburos, como son el precio externo del petróleo, la devaluación del tipo de cambio y la capacidad de extracción del crudo. (Los resultados más detallados de las simulaciones no se incluyen por razones de espacio, pero están disponibles en medio electrónico para consulta en Fedesarrollo).

En razón de las características del modelo, es posible hacer otras simulaciones en el futuro con las variables mencionadas o con muchísimas otras que intervienen en el modelo, tanto para analizar efectos macroeconómicos, como impactos distributivos y sectoriales.

B. Resultados de Simulación

1. Aumento en el precio de los productos refinados del petróleo

Para este primer ejercicio se suponen alternativamente aumentos del 5 y del 20% en el precio interno de los productos refinados, cuyo principal componente es la gasolina. Inicialmente se supone que los ingresos adicionales que le genera el aumento de precios a las finanzas públicas no se gastan. Los efectos de levantar este supuesto se analizan un poco más adelante.

Los resultados, resumidos en las columnas A y B del Cuadro 2.1-A, muestran que, en las condiciones iniciales, el efecto de esta medida sobre la actividad económica es recesivo: un aumento de precios del 5% resulta en una disminución del crecimiento económico de 0.2 puntos y un aumento del 20% afecta el crecimiento en casi un punto porcentual. Esta reducción en el ritmo de crecimiento que se daría si no se tomara ninguna medida adicional, es ocasionada por la reducción del consumo privado, el cual cae en una proporción bastante mayor: 0.4% en el primer caso y 1.7% en el segundo. La causa de la caída del consumo privado está en la reducción de los ingresos reales de los consumidores.

Los efectos de un alza en la gasolina sobre la inflación son sorprendentes a primera vista. Un aumento del 5% no tiene ningún efecto significativo sobre el Índice de Precios al Consumidor, y el aumento del 20% produce incluso una ligerísima **reducción** de 0.1 puntos en el ritmo de crecimiento de los precios agregados. Los precios de los alimentos, por su parte, reducen su crecimiento en 1.9% en el caso del aumento de 20%. El precio del transporte sí aumenta, como era previsible, pero solamente en 2.6%.

La explicación del resultado contraintuitivo sobre el índice de precios agregado está en que el efecto de la disminución de la actividad económica sobre la inflación compensa más que proporcionalmente el incremento en los precios ocasionado por el alza en la gasolina, lo cual es explicable porque el modelo no considera explícitamente posibles efectos sobre expectativas, que pueden inducir algunas alzas temporales de precios. En la medida en que algunos precios sean sensibles por razones de expectativas a los cambios en los precios de los combustibles, pueden producirse alzas iniciales de precios, que no están consideradas en los resultados de estas simulaciones. Sin embargo, lo que el modelo indica es que tales alzas basadas en expectativas serían a la larga insostenibles, debido a la sustracción de ingresos privados que resulta del alza de precios de los combustibles. Los productores o comerciantes encontrarían así que por razón del alza de sus precios, no podrían vender su producción, y ello forzaría finalmente alguna reducción compensatoria de precios. Las alzas de precios basadas en expectativas podrían sin embargo volverse de carácter permanente si son validadas mediante aumentos en el gasto público o a través de ajustes en alguno

Cuadro 2.1-A
AUMENTO DE PRECIO DE LOS REFINADOS DEL PETROLEO
RESULTADOS MACROECONOMICOS
 (variaciones porcentuales)

| | BASE | 5% | 20% | 20% Sin efecto recesivo |
|--------------------------|------|------|------|----------------------------|
| | | (A) | (B) | (C) |
| PIB | 0.0 | -0.2 | -0.9 | 0.0 |
| Consumo | 0.0 | -0.4 | -1.7 | -0.8 |
| Exportaciones | 0.0 | -0.2 | -0.6 | -0.9 |
| Importaciones | 0.0 | -0.6 | -2.4 | -1.1 |
| PRECIOS | | | | |
| IPC | 0.0 | 0.0 | -0.1 | 0.7 |
| Alimentos | 0.0 | -0.5 | -1.9 | -0.3 |
| Resto | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.0 |
| Transporte | 0.0 | 0.6 | 2.6 | 3.0 |
| INGRESOS | | | | |
| Rurales | 0.0 | -0.6 | -2.4 | -1.4 |
| Urbanos - Decil 1 | 0.0 | -0.5 | -2.1 | -1.6 |
| Urbanos - Decil 5 | 0.0 | -0.4 | -1.6 | -0.9 |
| Urbanos - Decil 10 | 0.0 | -0.4 | -1.6 | -0.5 |
| BALANCES (% PIB) | | | | |
| Ahorro Externo | 0.4 | 0.4 | 0.2 | 0.4 |
| Ahorro Gobierno | 7.7 | 7.9 | 8.2 | 7.8 |
| Ahorro Privado | 11.7 | 11.7 | 11.6 | 11.6 |
| Inversión | 19.9 | 19.9 | 20 | 19.8 |
| RENTAS PETROLERAS | | | | |
| Cambio Porcentual | 0.0 | 7.0 | 27.1 | 27.0 |
| % del PIB | 2.4 | 2.6 | 3.0 | 3.0 |

de los precios básicos de la economía, como son la tasa de cambio, los salarios o los precios de los servicios públicos. En seguida analizaremos el efecto de aumentar el gasto público y veremos que en tal caso se producen efectos inflacionarios. En relación con los ajustes de precios básicos, el resultado depende de las bases y la frecuencia de los ajustes de estos precios. En la medida en que tales ajustes sean más frecuentes, más factible será la posibilidad de que los cambios de precios de naturaleza inicialmente especulativa resulten volviéndose permanentes, especialmente si tales ajustes de precios básicos se basan en las variaciones observadas de muy corto plazo de la inflación y no en sus tendencias de mediano plazo. Es sabido que tanto en Colombia como en las demás economías inflacionarias, las prácticas de indexación conducen a ajustes más frecuentes y más precisos de todos los precios en la medida en que es mayor la inflación y cuando se presentan coyunturas de aceleración de los cambios generales de precios. Como lo demuestran numerosas experiencias de América Latina, en estas circunstancias es especialmente difícil modificar los precios relativos de la economía, y por lo tanto resulta difícil producir los ajustes deseados de precios específicos, como los de los combustibles. Esto sugiere, por lo tanto que deben aprovecharse las coyunturas de inflación moderada y descendente para elevar estos precios.

Para mostrar más claramente la importancia del efecto de reducción de demanda y aislar el efecto inflacionario del alza en la gasolina se realizó una simulación en la cual se compensó el efecto recesivo de la medida mediante un aumento exógeno en el gasto público con el fin de evitar la reducción de la actividad económica (Columna C). En este caso se obtuvo, como era de esperar, un aumento en el IPC de 0.7% (con un aumento del 20% en el precio de la gasolina). Nuevamente se da una pequeña reducción en los precios de los alimentos, la cual es compensada por un incremento de un punto en el resto de productos que componen la canasta de consumo. En particular, el rubro de transporte aumenta en 3%. Los aumentos de precios en los productos diferentes a alimentos dan origen a una caída en los ingresos reales y, por consiguiente en la demanda de los hogares. En el cuadro se observa cómo todos los ingresos reales se reducen en las tres simulaciones (Columnas A, B y C). Además, los ingresos de las clases urbanas más pobres caen en una proporción mayor que los de los últimos deciles de la distribución. Esto ocurre precisamente por el incremento en los precios del transporte que es el rubro que tiene el aumento más fuerte en precios. Puesto que el peso del gasto en transporte es mayor en la canasta de consumo de las clases más pobres, el impacto sobre su ingreso real es mayor (Véase el Cuadro A1.1 al final de este Capítulo). La reducción de los ingresos reales debido al aumento de precios en el resto de la canasta de consumo --en el Cuadro 2.1-B se observa qué otros precios aumentan--, reduce la demanda efectiva de alimentos, lo cual induce una caída en los precios de éstos, incluso en el caso en el cual no hay caída de la producción (simulación C). Debe recordarse que los precios de los alimentos son los que más responden a variaciones en la demanda por tratarse en su mayoría de productos agrícolas, que tienen una oferta fija en el corto plazo y precios flexibles. Los ingresos rurales, por su parte, dependen de manera muy importante del comportamiento de los precios de los alimentos y es por esta razón que caen, ya que el transporte no juega un papel importante en su canasta de consumo --sólo 6% de los gastos de las familias rurales se dedica al transporte--.

Hemos visto que el aumento en el precio de los combustibles induce una reducción en la demanda de consumo final de los hogares, que por supuesto es agravada cuando se supone que no hay ninguna modificación en el gasto público y que se da plenamente el efecto recesivo de la medida. En cuanto a los demás elementos de demanda encontramos que las exportaciones caen 0.6% (en la simulación B), mientras que las importaciones se reducen 2.4%. La reducción de las exportaciones es resultado del encarecimiento de los costos de producción interna --que vienen determinados por los productos diferentes a alimentos-- y la consecuente pérdida de competitividad de los productos nacionales. Aunque este efecto también incide sobre las importaciones, es totalmente contrarrestado por la contracción de las importaciones resultante de la menor actividad productiva interna. En suma, el balance de la Cuenta Corriente de la Balanza de Pagos se mejora o, lo que es lo mismo, el Ahorro Externo (déficit en Cuenta Corriente) se reduce de 0.4% del PIB a 0.2%.

Con respecto a los demás balances macroeconómicos, se obtiene que el ahorro privado se reduce en 0.1% del PIB debido a la reducción de los ingresos reales. El ahorro del gobierno es el rubro que se ve más favorecido por la medida puesto que su participación en el producto total aumenta de 7.7 a 8.2% en el caso de un aumento de 20% en el precio de los refinados. Esta recuperación de las finanzas públicas ocurre debido al aumento de las rentas que percibe el gobierno

de Ecopetrol, las cuales aumentan un 27.1% en términos nominales, pasando de 2.4 al 3% del PIB.

En resumen, un aumento en el precio de la gasolina, sin ninguna medida adicional, produce una ligera desaceleración del crecimiento, pero, en contra lo que se percibe comúnmente, su efecto inflacionario es muy pequeño. A pesar de que algunos precios aumentan debido a las presiones de costos generadas por el aumento en el precio de la gasolina, el efecto de la reducción de la demanda sobre los precios de los alimentos hace que el indicador agregado de precios tenga una variación negativa. Por otro lado, el impacto del precio de la gasolina sobre los precios del transporte resulta relativamente moderado, pues un aumento de 20% en el primero sólo ocasiona una elevación del 2.6% en el precio del transporte. Sin embargo, el encarecimiento de los combustibles tiene efectos regresivos sobre la distribución del ingreso, que resultan en una caída de los ingresos reales mayores para los grupos de ingreso más bajos.

2. Comparación del aumento del precio de la gasolina con el aumento del IVA

Puesto que ya se ha mostrado cómo el incremento en el precio de la gasolina es un mecanismo muy eficiente para generar ingresos para el sector público, resulta interesante comparar este sistema de recaudación con otro alternativo. Para comparar adecuadamente estos efectos, se calculó el incremento necesario en el IVA para generar al gobierno los mismos ingresos que se producirían si se aumentara el precio de la gasolina en 5 o en 20%. Los aumentos proporcionales en las tasas del IVA que resultaron de este cálculo fueron 3.7 y 14.7% respectivamente.

Los resultados del ejercicio, resumidos en el Cuadro 2.2-A, muestran que los efectos de ambas medidas son muy semejantes en términos de crecimiento: el PIB se reduce en 0.2 y 0.8%, dependiendo del aumento del IVA (en el caso del aumento de precios las disminuciones eran 0.2 y 0.9%). Por otro lado, la reducción de la inflación es ligeramente mayor en el caso del IVA que en el de la gasolina (-0.4 vs.-0.1). Por consiguiente, si no se diera ningún efecto recesivo sobre la actividad económica, el IVA sería un poco menos inflacionario que el aumento del precio de la gasolina, como se confirma en la columna C de los Cuadros 2.2-A y 2.2-B que corresponden a una simulación en la cual se compensa nuevamente con gasto público la caída en la demanda ocasionada por el aumento del IVA. En este caso el aumento en el ritmo de crecimiento de los precios sería de 0.4%, mientras que el efecto "puro" del aumento del precio de la gasolina sobre el IPC era de 0.7%. Obviamente el efecto sobre el precio del transporte es completamente diferente pues el incremento del IVA no tiene casi ningún efecto sobre éste, mientras que, como habíamos visto, el aumento del precio de la gasolina lo aumentaba de manera importante. Es posible además que tengan lugar aumentos en algunos precios por razones de expectativas, como se discutió arriba en relación con el aumento de los precios de los combustibles, pero su persistencia dependerá del manejo fiscal y de las prácticas de indexación de los precios básicos.

Esta diferencia en el precio del transporte genera diferencias importantes también sobre lo que sucede en materia de distribución del ingreso. En este caso, las caídas en los ingresos reales, además de que son menores que en el caso de la gasolina, se dan en forma más homogénea entre los diferentes niveles de ingreso. Incluso el efecto sobre el decil más pobre es ligeramente menor que el de los deciles superiores.

La comparación anterior sugiere que es más "eficiente" como mecanismo de recaudar recursos para el sector público un aumento en las tasas del IVA que el aumento del precio de la gasolina. De acuerdo con la nueva Constitución, en principio ya no existe la distinción entre los distintos tipos de ingresos corrientes que hacía que tan solo los recuados del IVA fueran transferidos a los municipios, lo que haría posiblemente preferible el aumento de precios de la gasolina como mecanismo para recaudar ingresos fiscales frente a la alternativa del IVA. Por consiguiente, al margen de consideraciones de discrecionalidad fiscal sobre unos u otros recursos, puede afirmarse que el IVA es preferible como método puro de recaudo fiscal. Sin embargo, como se argumenta en mayor detalle en la siguiente parte de este trabajo, ésta no es la única ni posiblemente la razón más importante para elevar los precios de los combustibles en la actualidad.

Cuadro 2.2-A
 AUMENTO EN IVA EQUIVALENTE A AUMENTO DE
 PRECIO DE GASOLINA
 RESULTADOS MACROECONOMICOS
 (variaciones porcentuales)

| | IVA vs. AUMENTO P. REFINADOS | | | 20% sin efecto recesivo (C) |
|-----------------------------|------------------------------|-----------|------------|--------------------------------------|
| | BASE | 5% (A) | 20% (B) | |
| PIB | 0.0 | -0.2 | -0.8 | 0.1 |
| Consumo | 0.0 | -0.4 | -1.4 | -0.5 |
| Exportaciones | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -0.2 |
| Importaciones | 0.0 | -0.3 | -1.1 | 0.2 |
| PRECIOS | | | | |
| IPC | 0.0 | -0.1 | -0.4 | 0.4 |
| Alimentos | 0.0 | -0.5 | -1.8 | -0.1 |
| Resto | 0.0 | -0.02 | -0.1 | 0.6 |
| Transporte | 0.0 | -0.08 | -0.3 | 0.2 |
| INGRESOS | | | | |
| Rurales | 0.0 | -0.5 | -2.0 | -1.0 |
| Urbanos - Decil 1 | 0.0 | -0.3 | -1.2 | -0.7 |
| Urbanos - Decil 5 | 0.0 | -0.3 | -1.3 | -0.6 |
| Urbanos - Decil 10 | 0.0 | -0.3 | -1.3 | -0.2 |
| BALANCES (% del PIB) | | | | |
| Ahorro Externo | 0.4 | 0.4 | 0.3 | 0.4 |
| Ahorro del Gobierno | 7.7 | 7.9 | 8.2 | 7.8 |
| Ahorro Privado | 11.7 | 11.7 | 11.6 | 11.6 |
| Inversión | 19.9 | 19.9 | 20.0 | 19.8 |
| RENTAS PETROLERAS | | | | |
| Cambio Porcentual | 0.0 | 0.4 | 1.7 | 1.4 |
| % PIB | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 2.4 |

Cuadro 2.2-B
 AUMENTO EN IVA EQUIVALENTE A AUMENTO DE PRECIOS DE GASOLINA
 RESULTADOS SECTORIALES
 (variaciones porcentuales)

| | (B) | | (C) | |
|------------------------------|------------|---------|------------|---------|
| | PRODUCCION | PRECIOS | PRODUCCION | PRECIOS |
| Alimentos Agrícolas | 0.0 | -2.0 | 0.0 | 0.1 |
| Resto de Agríc. no cafeteros | 0.0 | -2.7 | 0.0 | -0.6 |
| Café | -0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Petróleo | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Gas Natural | -0.8 | 0.0 | -0.3 | 0.0 |
| Carbón | -0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Refinados | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Resto Minería | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.3 |
| Alimentos Manufacturados | -0.3 | -1.7 | -2.4 | -0.2 |
| Bienes de Consumo | -2.8 | 1.7 | -0.5 | 2.4 |
| Bienes Intermedios | -1.2 | 0.2 | -0.8 | 0.5 |
| Bienes Metalmecánicos | -1.0 | 0.5 | 0.0 | 0.6 |
| Construcción | 0.1 | -0.3 | -0.7 | 0.2 |
| Comercio | -1.5 | 0.1 | -0.4 | 0.8 |
| Transporte | -1.0 | -0.3 | -0.3 | 0.2 |
| Resto de Servicios | -1.0 | -0.5 | 0.3 | 0.1 |
| Servicios Personales | -0.7 | -1.1 | 0.8 | -0.2 |
| Servicio Doméstico | 0.2 | -1.9 | -0.4 | -0.7 |
| Alquiler de Vivienda | -1.5 | -0.4 | 4.9 | 0.1 |
| Servicios del Gobierno | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

En cuanto a las diferencias de los efectos sectoriales de los dos ejercicios, encontramos que el aumento en el precio de la gasolina induce un crecimiento de la producción de gas natural y carbón debido a los efectos de sustitución entre energéticos y genera caídas en la producción industrial. En el caso del IVA no se da el efecto de sustitución hacia gas natural y la caída de la producción de bienes de consumo liviano es bastante mayor (2.8% vs. 1.2%. Para un mayor detalle de los efectos sectoriales sobre producción y precios véanse los Cuadros 2.1.B y 2.2.B).

Por último vale la pena comentar brevemente lo que sucede con las demandas de los diferentes energéticos ante estas dos opciones de política (Cuadros 2.1-C y 2.2-C). En el caso del aumento en el precio de la gasolina se observan reducciones importantes en la demanda de productos refinados por parte de casi todos los sectores productivos y una clara sustitución de este producto por los demás tipos de energéticos en la mayoría de los sectores productivos. Las mayores reducciones en la demanda de refinados se dan en el propio sector de la refinación (-15%), en los de carbón y resto de minería (-12%), en los sectores industriales productores de bienes intermedios y de capital (-9.6 y -12.8%, respectivamente), y en el sector de la construcción (-10%). En el consumo de los hogares se encuentra, sin embargo, que las demandas de los otros tipos de energéticos también se reducen, aunque en una proporción menor que la de refinados, debido a la caída en los ingresos reales. En el caso del aumento del IVA se da una reducción generalizada en las demandas de todos los energéticos, en magnitudes que corresponden al impacto de la medida sobre los niveles de actividad de cada sector. Conviene observar sin embargo que todos estos efectos sectoriales están calculados sin tener en cuenta que los ajustes de precios pueden producir mejoras en la eficiencia en el uso del bien afectado. Por consiguiente, los resultados exageran el efecto de desplazamiento de la demanda de hacia otros energéticos. La misma observación es válida para las simulaciones que siguen, en las cuales se modifican los precios de otros energéticos.

3. Aumentos en los precios de los demás productos energéticos: gas natural y carbón

En estas simulaciones se analiza el efecto de alterar los precios de otros energéticos, dejando sin cambio el de los derivados del petróleo. Un aumento de 5% en los precios internos del gas natural o del carbón no tiene ningún efecto significativo sobre ninguna variable de la economía, por lo cual estos resultados no se incluyeron en los Cuadros 2.3-A y 2.3-B. Si el aumento en estos precios fuera de 20% sí se alcanzan a percibir algunos cambios en el desempeño de la economía.

En el caso del gas natural, el efecto de un aumento de 20% en su precio ocasionaría una ligerísima (-0.2) desaceleración del crecimiento de la economía a través del pequeño efecto depresivo sobre los ingresos reales. Aunque este aumento de precios casi no se alcanza a reflejar en el índice de precios al consumidor, sí genera aumentos en los productos intermedios producidos por la industria. La reducción que se da en los ingresos de las familias debido a la reducción en la actividad de los sectores industriales y de servicios ocasiona, a su vez, una pequeña disminución en el crecimiento de los precios de los alimentos (-0.3). Debe anotarse que la reducción de los ingresos es bastante pareja a través de todos los deciles de ingreso, por lo cual puede afirmarse que el aumento de este precio no tiene los efectos regresivos sobre la distribución que se observaban en el caso de la gasolina. Por otro lado, el aumento del precio del gas natural ocasiona un aumento de las rentas que recibe el gobierno del sector petrolero de casi un 3%, lo cual permite aumentar el ahorro del gobierno en una décima del PIB.

Los efectos generados por un alza en el precio interno del carbón van en la misma dirección de los anteriores pero son incluso más pequeños. El crecimiento de la economía sólo se reduce en 0.06% y la reducción en los ingresos reales es de sólo 0.1% en el caso más alto. Sin embargo, debe anotarse que este aumento de precios sí afecta en una proporción mayor a las clases más pobres y ocasiona por consiguiente un empeoramiento en la distribución del ingreso. Por último, el precio del carbón no tiene prácticamente ningún efecto sobre el comportamiento de las rentas petroleras ni, por consiguiente, sobre el ahorro público.

Los efectos sectoriales del aumento de estos dos precios es una reducción de la producción de gas natural de 13.5% cuando su precio aumenta 20%. La producción de carbón se incrementa en 0.4% y, como ya se anotó, se presentan ligeras reducciones en la actividad de los sectores

Cuadro 2.2-C
 AUMENTO DEL IVA EQUIVALENTE A AUMENTO DEL 20% EN GASOLINA
 DEMANDAS DE FUENTES DE ENERGIA
 (variaciones porcentuales)

| | Petróleo | Gas Natural | Carbón | Refinados | Resto Servicios |
|------------------------------|----------|-------------|--------|-----------|-----------------|
| Alimentos agrícolas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Otros productos agrícolas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Café | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -0.2 | -0.2 |
| Petróleo | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Gas Natural | -0.4 | -0.8 | -0.8 | -0.8 | -0.8 |
| Carbón | -0.2 | -0.2 | -0.2 | -0.2 | -0.1 |
| Refinación | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Resto de Minería | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Alimentos Manufacturados | -0.3 | -0.3 | -0.3 | -0.3 | -0.3 |
| Bienes de Consumo Liviano | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -2.8 | -2.8 |
| Bienes de Consumo Intermedio | -1.2 | -1.2 | -1.2 | -1.2 | -1.2 |
| Metalmecánica | -1.0 | -1.0 | -1.0 | -1.0 | -1.0 |
| Construcción | -0.1 | -0.1 | 0.0 | -0.1 | -0.1 |
| Comercio | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -1.5 | -1.5 |
| Transporte | -0.9 | -0.9 | -0.9 | -0.9 | -0.9 |
| Resto Servicios | -1.0 | -1.0 | -1.0 | -1.0 | -1.0 |
| Servicios Personales | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -0.7 | -0.7 |
| Alquiler de Vivienda | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Servicios del Gobierno | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| CONSUMO | | | | | |
| Hogares Rurales | 0.0 | 0.0 | -1.1 | -1.0 | -2.5 |
| Hogares Urbanos - Decil 1 | 0.0 | -2.0 | -0.7 | -0.7 | -1.6 |
| Hogares Urbanos - Decil 5 | 0.0 | -1.9 | -0.7 | -0.6 | -1.4 |
| Hogares Urbanos - Decil 10 | 0.0 | -1.5 | -0.6 | -0.5 | -1.2 |

Cuadro 2.3-A
 AUMENTO DE PRECIOS DE OTROS ENERGETICOS
 RESULTADOS MACROECONOMICOS
 (variaciones porcentuales)

| | GAS NATURAL | | CARBON |
|-----------------------------|-------------|------|--------|
| | BASE | 20% | 20% |
| PIB | 0.0 | -0.2 | -0.1 |
| Consumo | 0.0 | -0.2 | -0.1 |
| Exportaciones | 0.0 | -0.2 | -0.1 |
| Importaciones | 0.0 | 0.0 | 0.1 |
| PRECIOS | | | |
| IPC | 0.0 | -0.1 | 0.0 |
| Alimentos | 0.0 | -0.3 | -0.1 |
| Resto | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Transporte | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| INGRESOS | | | |
| Rurales | 0.0 | -0.3 | -0.1 |
| Urbanos - Decil 1 | 0.0 | -0.2 | -0.1 |
| Urbanos - Decil 5 | 0.0 | -0.2 | -0.1 |
| Urbanos - Decil 10 | 0.0 | -0.2 | -0.1 |
| BALANCES (% del PIB) | | | |
| Ahorro Externo | 0.4 | 0.5 | 0.4 |
| Ahorro del Gobierno | 7.7 | 7.8 | 7.7 |
| Ahorro Privado | 11.7 | 11.7 | 11.7 |
| Inversión | 19.9 | 19.9 | 19.9 |
| RENTAS PETROLERAS | | | |
| Cambio Porcentual | 0.0 | 1.5 | -0.3 |
| % PIB | 2.4 | 2.4 | 2.4 |

Cuadro 2.3-B
 AUMENTO DE PRECIO DE OTROS ENERGETICOS
 EFECTOS SECTORIALES
 (variaciones porcentuales)

| | GAS NATURAL | | CARBON | |
|------------------------------|-------------|---------|------------|---------|
| | PRODUCCION | PRECIOS | PRODUCCION | PRECIOS |
| Alimentos Agrícolas | 0.0 | -0.4 | 0.0 | -0.1 |
| Resto de Agric. no cafeteros | 0.0 | -0.4 | 0.0 | -0.1 |
| Café | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Petróleo | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Gas Natural | -13.5 | 20.0 | +1.3 | 0.0 |
| Carbón | 0.4 | 0.0 | -1.9 | 20.0 |
| Refinados | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Resto Minería | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.0 |
| Alimentos Manufacturados | 0.0 | -0.3 | 0.0 | 0.0 |
| Bienes de Consumo | -0.1 | -0.1 | 0.0 | 0.0 |
| Bienes Intermedios | -0.4 | 0.3 | -0.2 | 0.1 |
| Bienes Metalmecánicos | -0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Construcción | -0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Comercio | -0.2 | -0.1 | 0.0 | 0.0 |
| Transporte | -0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Resto de Servicios | -0.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Servicios Personales | 0.0 | -0.2 | 0.0 | 0.0 |
| Servicio Doméstico | 0.0 | -0.4 | 0.0 | 0.0 |
| Alquiler de Vivienda | -0.3 | 0.0 | -0.1 | 0.0 |
| Servicios del Gobierno | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

industriales y de servicios. En el caso del aumento de precios del carbón, su producción sólo se reduce en 1.9% y la producción de gas natural aumenta 1.3% y sólo se reduce ligeramente los sectores industriales productores de bienes intermedios (-0.2%).

En cuanto a las demandas de las diferentes fuentes de energía por parte de los sectores productivos, encontramos que, obviamente, éstas se desplazan hacia los otros tipos de energéticos en respuesta al aumento en precios. En el caso del gas natural el aumento del 20% en su precio induce una reducción de su demanda que fluctúa alrededor del 15% en casi todos los sectores productivos mientras que las demandas de petróleo y carbón aumentan en una proporción menor (Cuadro 2.3-C). El desplazamiento del consumo por parte de los hogares es mucho más importante, pues éste se reduce en un 17%. Incluso la demanda de "resto de servicios", donde se incluye la energía eléctrica se reduce ligeramente debido a las reducciones de ingreso y de actividad productiva. Recuérdese sin embargo que todos estos efectos de desplazamiento de la demanda pueden estar exagerados por el hecho de que no se consideran las ganancias en eficiencia en el uso del energético cuyo precio ha sido elevado.

En el caso del aumento de precio del carbón se observa una disminución similar en las demandas de los sectores productivos, pero la sustitución por otros energéticos es menos marcada (Cuadro 2.3-D). En las demandas para consumo sucede algo similar pero la elasticidad de respuesta de la demanda al aumento de precio es bastante menor que en el caso del gas natural, puesto que ésta sólo se reduce 6%.

4. Aumento del precio externo del petróleo y de los refinados del petróleo

Un aumento del 20% (el de 5% no tiene efectos significativos) en el precio externo del petróleo y de sus derivados tiene efectos relativamente despreciables sobre las variables de crecimiento, precios e ingresos, como se observa en la primera columna del Cuadro 2.4-A. La variable sobre la cual tiene incidencia un evento de esta naturaleza es la renta petrolera percibida por el gobierno. Estas rentas aumentan en 28.8%, lo cual permite aumentar el ahorro público de 7.7% del PIB a 8.4%. Por otro lado, aunque las variaciones de las importaciones y las exportaciones son muy pequeñas, y puesto que en el año base (1989), el sector externo se encontraba prácticamente en equilibrio, estas variaciones son suficientes para pasar de déficit a superávit en la cuenta corriente, convirtiéndose en negativo el ahorro externo de la economía.

Obviamente, un aumento en los precios externos del petróleo puede tener un impacto muy importante sobre la economía si se gastan los mayores ingresos del gobierno. Es de suponer, además, que un aumento en los precios externos del petróleo y la gasolina deban ser correspondidos con un incremento similar en el precio interno de la gasolina, si se tiene el criterio de equiparar el precio interno al precio internacional o costo de oportunidad. En este caso se sumarán a los anteriores los efectos ya analizados de un aumento en el precio interno de los combustibles.

5. Devaluación del 5%

Una devaluación de la tasa de cambio real del 5% tiene un efecto expansivo sobre la actividad interna, pues el crecimiento de la economía aumenta en 0.2%. El mayor ritmo de crecimiento se deriva del aumento de las exportaciones (0.9%) y la reducción de las importaciones (-1.9%), los cuales compensan la reducción que se produce en el consumo privado (-0.3%) (Ver Cuadros 2.4-A y 2.4-B).

La caída del consumo privado se produce como consecuencia de la reducción de los ingresos reales de las familias urbanas ocasionada, a su vez, por el mayor ritmo de crecimiento de los precios (1.4%) que es un resultado de la devaluación. Los precios que sufren un incremento mayor son los de los alimentos (2.1%), pues a las presiones de costos que éstos enfrentan debe sumársele la presión de demanda por la mayor actividad económica y la reducción en la oferta interna de algunos bienes agrícolas ocasionada por el mayor incentivo a exportar que representa una mayor tasa de cambio.

Otros efectos importantes de la devaluación sobre los niveles de precios se encuentran en los bienes de capital que debido a su alto contenido importado se ven incrementados en 3.3% ante una devaluación nominal de 5%. Los bienes intermedios también aumentan significativamente (2.2%).

Cuadro 2.3-C
 MATRIZ DE VARIACIONES DE LAS DEMANDAS DE FUENTES DE ENERGIA
 AUMENTO DE 20% EN PRECIO DE GAS NATURAL

| | Petróleo | Gas Natural | Carbón | Refinados | Resto Servicios |
|------------------------------|----------|-------------|--------|-----------|-----------------|
| Alimentos Agrícolas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Otros productos agrícolas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Café | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Petróleo | 5.1 | -11.3 | 5.1 | 5.1 | 0.0 |
| Gas Natural | 10.2 | -24.6 | -10.2 | -10.2 | -13.5 |
| Carbón | 7.9 | -9.4 | 7.9 | 7.9 | 0.4 |
| Refinación | 0.5 | -15.6 | 0.0 | 0.5 | 0.0 |
| Resto de Minería | 7.5 | -9.7 | 7.5 | 7.5 | 0.0 |
| Alimentos Manufacturados | 0.0 | -16.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Bienes de Consumo Liviano | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -0.1 | -0.1 |
| Bienes de Consumo Intermedio | 4.6 | -12.2 | 4.6 | 4.6 | -0.4 |
| Metalmeccánica | 2.0 | -14.3 | 2.0 | 2.0 | -0.2 |
| Construcción | 1.1 | -15.1 | 0.0 | 1.1 | -0.2 |
| Comercio | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -0.2 | -0.2 |
| Transporte | -0.2 | -16.9 | -0.2 | -0.2 | -0.2 |
| Resto Servicios | 2.5 | -14.0 | 2.5 | 2.5 | -0.4 |
| Servicios Personales | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Alquiler de Vivienda | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -0.3 |
| Servicios del Gobierno | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| CONSUMO | | | | | |
| Hogares Rurales | 0.0 | 0.0 | -0.2 | -0.2 | -0.4 |
| Hogares Urbanos - Decil 1 | 0.0 | -17.0 | -0.1 | -0.1 | -0.3 |
| Hogares Urbanos - Decil 5 | 0.0 | -17.0 | -0.1 | -0.1 | -0.3 |
| Hogares Urbanos - Decil 10 | 0.0 | -16.9 | -0.1 | -0.1 | -0.3 |

Cuadro 2.3-D
AUMENTO DE 20% EN PRECIO DEL CARBÓN
DEMANDAS DE FUENTES DE ENERGÍA
 (variaciones porcentuales)

| | Petróleo | Gas Natural | Carbón | Refinados | Resto Servicios |
|------------------------------|----------|-------------|--------|-----------|-----------------|
| Alimentos Agrícolas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Otros productos agrícolas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Café | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Petróleo | 0.9 | 0.9 | -15.3 | 0.9 | 0.0 |
| Gas Natural | 3.0 | 3.0 | -13.5 | 3.0 | 1.3 |
| Carbón | -0.7 | -0.7 | -16.6 | -0.7 | -1.9 |
| Refinación | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Resto de Minería | 1.3 | 1.3 | -14.9 | 1.3 | 0.0 |
| Alimentos Manufacturados | 0.0 | 0.0 | -16.0 | 0.0 | 0.0 |
| Bienes de Consumo Liviano | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Bienes de Consumo Intermedio | 2.1 | 2.1 | -14.3 | 2.1 | -0.2 |
| Metalmecánica | 1.3 | 1.3 | -14.9 | 1.3 | 0.0 |
| Construcción | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Comercio | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Transporte | 0.0 | 0.0 | -16.0 | 0.0 | 0.0 |
| Resto Servicios | 0.5 | 0.5 | -15.6 | 0.5 | 0.0 |
| Servicios Personales | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Alquiler de Vivienda | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Servicios del Gobierno | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| CONSUMO | | | | | |
| Hogares Rurales | 0.0 | 0.0 | -6.1 | 0.0 | -0.2 |
| Hogares Urbanos - Decil 1 | 0.0 | -0.1 | -6.0 | 0.0 | -0.1 |
| Hogares Urbanos - Decil 5 | 0.0 | 0.0 | -6.0 | 0.0 | 0.0 |
| Hogares Urbanos - Decil 10 | 0.0 | 0.0 | -6.0 | 0.0 | 0.0 |

Cuadro 2.4-A
 PRECIOS EXTERNOS Y DEVALUACION
 RESULTADOS MACROECONOMICOS
 (variaciones porcentuales)

| | PRECIO EXT. DE PETROLEO Y REFINADOS 20% | DEVALUACION DE 5% | DEVALUACION Y AUMENTO DE PRECIOS DE TODOS LOS ENERGETICOS DE 5% |
|----------------------|--|-------------------------|--|
| BASE | (A) | (B) | (C) |
| PIB | 0.01 | 0.2 | 0.01 |
| Consumo | 0.03 | -0.3 | -0.6 |
| Exportaciones | 0.00 | 0.9 | 0.8 |
| Importaciones | 0.03 | -1.9 | -2.2 |
| PRECIOS | | | |
| IPC | 0.02 | 1.4 | 1.5 |
| Alimentos | 0.04 | 2.1 | 1.9 |
| Resto | 0.02 | 1.2 | 1.4 |
| Transporte | 0.01 | 1.1 | 1.8 |
| INGRESOS | | | |
| Rurales | 0.04 | 1.1 | 0.7 |
| Urbanos - Decil 1 | 0.02 | -0.9 | -1.4 |
| Urbanos - Decil 5 | 0.02 | -0.8 | -1.1 |
| Urbanos - Decil 10 | 0.03 | -0.4 | -0.6 |
| BALANCES (% del PIB) | | | |
| Ahorro Externo | 0.4 | -0.30 | 0.3 |
| Ahorro del Gobierno | 7.7 | 8.4 | 8.1 |
| Ahorro Privado | 11.7 | 11.6 | 11.7 |
| Inversión | 19.9 | 19.7 | 20.0 |
| RENTAS PETROLERAS | | | |
| Cambio Porcentual | 28.80 | 4.4 | 6.6 |
| % PIB | 2.4 | 3.00 | 2.5 |

Cuadro 2.4-B
 PRECIOS EXTERNOS Y DEVALUACION
 EFECTOS SECTORIALES
 (variaciones porcentuales)

| | DEVALUACION DE 5% | | DEVALUACION Y AUMENTO DE PRECIOS DE TODOS LOS ENERGETICOS DE 5% | |
|------------------------------|-------------------------|---------|--|---------|
| | PRODUCCION | PRECIOS | PRODUCCION | PRECIOS |
| Alimentos Agrícolas | 0.0 | 2.2 | 0.0 | 1.9 |
| Resto de Agric. no cafeteros | 0.0 | 2.7 | 0.0 | 2.3 |
| Café | 0.1 | 0.0 | 0.1 | 5.0 |
| Petróleo | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 5.0 |
| Gas Natural | 0.6 | 0.0 | 0.0 | 5.0 |
| Carbón | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 5.0 |
| Refinados | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 5.0 |
| Resto Minería | 0.0 | 3.6 | 0.0 | 3.7 |
| Alimentos Manufacturados | 0.0 | 2.1 | 0.0 | 1.9 |
| Bienes de Consumo | 0.8 | 1.4 | 0.6 | 1.4 |
| Bienes Intermedios | 0.9 | 2.2 | 0.5 | 2.6 |
| Bienes Metalmecánicos | 1.3 | 3.3 | 1.0 | 3.5 |
| Construcción | 0.0 | 1.2 | 0.0 | 1.4 |
| Comercio | 0.0 | 0.9 | -0.2 | 1.0 |
| Transporte | 0.4 | 1.1 | 0.0 | 1.8 |
| Resto de Servicios | 0.5 | 0.7 | 0.3 | 0.7 |
| Servicios Personales | 0.1 | 0.7 | 0.1 | 0.5 |
| Servicio Doméstico | 0.2 | 0.6 | 0.4 | 0.3 |
| Alquiler de Vivienda | 0.1 | 0.9 | -0.2 | 1.0 |
| Servicios del Gobierno | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

En cuanto a los efectos distributivos de la devaluación, encontramos que en los sectores urbanos las mayores reducciones del ingreso se dan en las familias de los estratos más bajos, siendo éstas menores para las clases más altas. Los únicos ingresos que aumentan en términos reales son los de las familias rurales, como consecuencia del incremento en el precio de los alimentos y de los bienes agrícolas en general.

Los efectos de la devaluación sobre el sector de hidrocarburos se reflejan principalmente en el aumento de las rentas petroleras (4.4%). El efecto total sobre el ahorro público es bastante mayor que el producido solamente por el aumento de rentas petroleras y demuestra que el gobierno deriva otros ingresos de variables atadas al valor de la divisa, los cuales compensan ampliamente sus egresos en moneda extranjera.

6. Devaluación de 5% acompañada de aumentos de 5% en los precios internos de los energéticos

Con el fin de que los precios domésticos de los energéticos no queden rezagados frente a los internacionales en el caso de una devaluación, es un evento probable que estos precios se aumenten simultáneamente con el de la tasa de cambio. El efecto de un aumento de 5% en las dos variables resulta despreciable en términos de crecimiento, puesto que el ligero efecto depresivo del aumento en los precios internos de los energéticos compensa casi exactamente el efecto expansivo de la devaluación. En el caso de los precios, los efectos inflacionarios de cada medida aislada se refuerzan, generándose un incremento en el ritmo general de inflación de 1.5%. Sin embargo, la ligera caída de los precios de los alimentos que se ocasionaba al aumentarse los precios de los energéticos reduce el aumento de estos precios generado por la devaluación.

En cuanto a los ingresos, los efectos de las dos medidas operan en la misma dirección y se refuerzan mutuamente, excepto en el caso de los ingresos rurales en donde el incremento de los precios agrícolas generado por la devaluación impide que estos ingresos caigan.

El efecto sobre el ahorro público es sólo ligeramente mayor al que tiene la devaluación, pues un aumento de 5% en los precios de los energéticos tiene un efecto bastante limitado sobre las rentas petroleras, como se vió anteriormente. Estas crecen 6.6% cuando se combinan las dos medidas.

7. Aumento en la extracción de petróleo

Se simuló un incremento de 30% en la capacidad de extracción de petróleo, la cual se encontraba fijada exógenamente en el modelo, con el fin de evaluar los efectos sobre la economía de nuevos descubrimientos petroleros, suponiendo todo lo demás constante.

Es claro que el efecto de este evento es muy favorable para la actividad económica agregada, pues el crecimiento aumenta 3.2 puntos. Las exportaciones aumentan 14.7% como consecuencia de las mayores ventas externas de petróleo crudo, mientras que las importaciones sólo aumentan 2.2% para satisfacer la demanda generada por la mayor actividad productiva. Los mayores niveles de actividad en el sector de extracción de petróleo y sus demandas derivadas generan aumentos en los ingresos rurales y urbanos. Los rurales aumentan de manera más importante por el efecto positivo que sobre estos ingresos tiene el aumento de precios de los alimentos que se ocasiona por la mayor demanda. En los ingresos urbanos el incremento de los ingresos se hace mayor a medida que se avanza en la estructura de ingresos, lo cual está asociado a la mayor demanda de trabajo asalariado estable que genera directa e indirectamente la mayor producción petrolera.

La mayor actividad económica ocasiona un incremento en el índice de precios al consumidor de 1.4 puntos. Puesto que la presión sobre los precios la ejerce en este caso la demanda, el aumento de los precios de los alimentos es mayor (2.4%).

En cuanto a los balances macroeconómicos, el incremento de las exportaciones genera un amplio superávit externo, equivalente a 1.8% del PIB, mientras que las rentas que las exportaciones de petróleo le generan al gobierno aumentan su capacidad de ahorro de 7.7 a 9.3% del PIB.

Cuadro 2.5-A
AUMENTO EN CAPACIDAD DE EXTRACCION DE PETROLEO
RESULTADOS MACROECONOMICOS
 (variaciones porcentuales)

| | BASE | CAPACIDAD DE EXTRACCION AUMENTA 30% |
|----------------------|------|---|
| ----- | | |
| PIB | 0.0 | 3.2 |
| Consumo | 0.0 | 1.5 |
| Exportaciones | 0.0 | 14.7 |
| Importaciones | 0.0 | 2.2 |
| PRECIOS | | |
| IPC | 0.0 | 1.4 |
| Alimentos | 0.0 | 2.4 |
| Resto | 0.0 | 1.1 |
| Transporte | 0.0 | 0.8 |
| INGRESOS | | |
| Rurales | 0.0 | 1.9 |
| Urbanos - Decil 1 | 0.0 | 1.0 |
| Urbanos - Decil 5 | 0.0 | 1.2 |
| Urbanos - Decil 10 | 0.0 | 1.6 |
| BALANCES (% del PIB) | | |
| Ahorro Externo | 0.4 | -1.8 |
| Ahorro del Gobierno | 7.7 | 9.3 |
| Ahorro Privado | 11.7 | 11.7 |
| Inversión | 19.9 | 19.2 |
| RENTAS PETROLERAS | | |
| Cambio Porcentual | 0.0 | 66.0 |
| % PIB | 2.4 | 3.9 |

Cuadro 2.5-B
 AUMENTO EN CAPACIDAD DE EXTRACCION DE PETROLEO
 EFECTOS SECTORIALES
 (variaciones porcentuales)

| | PRODUCCION | PRECIOS |
|------------------------------|------------|---------|
| Alimentos Agrícolas | 0.0 | 2.8 |
| Resto de Agric. no cafeteros | 0.0 | 3.3 |
| Café | 0.3 | 0.0 |
| Petróleo | 30.0 | 0.0 |
| Gas Natural | 3.8 | 0.0 |
| Carbón | 0.3 | 0.0 |
| Refinados | 0.0 | 0.0 |
| Resto Minería | 0.1 | 0.1 |
| Alimentos Manufacturados | 0.4 | 2.3 |
| Bienes de Consumo | 1.0 | 1.1 |
| Bienes Intermedios | 1.0 | 0.5 |
| Bienes Metalmecánicos | 0.5 | 0.3 |
| Construcción | 0.5 | 0.8 |
| Comercio | 1.5 | 1.1 |
| Transporte | 1.4 | 0.8 |
| Resto de Servicios | 1.8 | 1.5 |
| Servicios Personales | 1.3 | 2.2 |
| Servicio Doméstico | 0.7 | 1.0 |
| Alquiler de Vivienda | 2.0 | 0.0 |
| Servicios del Gobierno | 0.0 | 0.0 |

Así las cosas, son importantes las consecuencias de una mayor capacidad de extracción de petróleo en términos de crecimiento de la economía. Esta puede ser aún mayor de la que se observa en el ejercicio si se tiene en cuenta además la nueva capacidad de gasto del gobierno. Sin embargo, debe tenerse en consideración la necesidad de mantener un balance adecuado entre el sector externo y el sector público pues se corre el riesgo de sobrecalentar la economía y desplazar la actividad del sector privado.

ANEXOS

CUADRO A1-1

PARTICIPACION EN EL GASTO DE CONSUMO FINAL DE LOS HOGARES
DE ENERGETICOS Y EL TRANSPORTE POR DECILES DE INGRESO URBANO
(%)

| Deciles | Refinados del Petróleo | Gas Natural | Carbón | Transporte |
|-----------------|---------------------------|----------------|--------|------------|
| 1 | 3.6 | 0.0 | 0.3 | 17.7 |
| 2 | 2.1 | 0.0 | 0.2 | 14.5 |
| 3 | 1.7 | 0.0 | 0.1 | 14.5 |
| 4 | 1.2 | 0.1 | 0.1 | 12.9 |
| 5 | 0.9 | 0.1 | 0.0 | 13.7 |
| 6 | 1.0 | 0.1 | 0.0 | 11.3 |
| 7 | 1.2 | 0.1 | 0.0 | 11.7 |
| 8 | 1.6 | 0.1 | 0.0 | 10.8 |
| 9 | 1.9 | 0.1 | 0.0 | 8.4 |
| 10 | 1.8 | 0.0 | 0.0 | 6.7 |
| Total ponderado | 1.7 | 0.1 | 0.0 | 9.7 |

FUENTE: Cálculos propios a partir de la Encuesta de Ingresos y
Gastos 1984-85 del DANE

CUADRO A1-2

DISTRIBUCION DE LOS DEMANDA DE CONSUMO FINAL POR DECILES DE
 INGRESO URBANO DE LOS ENERGETICOS Y EL TRANSPORTE
 (%)

| Deciles | Refinados del Petróleo | Gas Natural | Carbón | Transporte |
|-----------------|---------------------------|----------------|--------|------------|
| 1 | 4.1 | 0.9 | 20.4 | 3.5 |
| 2 | 3.8 | 2.2 | 17.6 | 4.5 |
| 3 | 3.8 | 3.2 | 14.6 | 5.7 |
| 4 | 3.6 | 4.8 | 10.5 | 6.5 |
| 5 | 3.2 | 7.1 | 8.4 | 8.1 |
| 6 | 4.5 | 6.6 | 7.1 | 8.3 |
| 7 | 6.2 | 8.8 | 6.1 | 10.5 |
| 8 | 10.8 | 21.4 | 6.0 | 12.6 |
| 9 | 19.7 | 16.1 | 5.1 | 14.7 |
| 10 | 40.4 | 29.0 | 4.1 | 25.6 |
| Total ponderado | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

FUENTE: Cálculos propios a partir de la Encuesta de Ingresos y
 Gastos 1984-85 del DANE

SEGUNDA PARTE

**NIVEL Y ESTRUCTURA DE LOS PRECIO E IMPUESTOS.
METAS Y ESTRATEGIA DE AJUSTE**

CAPITULO I

COSTOS DE OPORTUNIDAD Y NIVEL DESEADO DE LOS PRECIOS

A. El caso de los productos transables.

1. Bienes transables y no transables

La determinación de costos de oportunidad para un producto dado, a los que deben converger los precios si se desea una asignación eficiente de recursos en la economía, requiere distinguir entre los bienes transables y no transables en la economía internacional. La discusión que sigue parte de esa distinción.

Definiremos como transables aquellos bienes que, en condiciones de mercado libre, se transarían sin restricciones con el exterior.

La utilización de una unidad marginal de estos productos tiene como efecto que, o bien se haga necesario importar una unidad adicional, o bien se reduzcan las exportaciones en una unidad, según que la producción nacional acuse faltantes o excedentes con respecto a la demanda del producto a los precios de oportunidad.

En consecuencia, lo primero que se debe determinar es cuáles de los derivados de petróleo y otros energéticos poseen el carácter de transables, y entre ellos, en las condiciones previsibles una vez que los precios se fijan en sus niveles apropiados, cuáles acusarán excedentes o faltantes.

La totalidad de los derivados del petróleo poseen el carácter de transables. Algunos de ellos se importan hoy y continuarán importándose durante la mayor parte de la próxima década (tal es el caso de las gasolinas); otros, aún cuando no presentan importaciones en este momento, acusan faltantes que obligan a un racionamiento de la oferta (tal es el caso del gas propano), que en condiciones normales habría de ser suplida por importaciones. En estos casos, el punto de partida para la determinación de precios eficientes o de oportunidad es el precio CIF en puerto de importación.

En otros casos, los derivados acusan excedentes previsibles durante los próximos 10 años (como es el caso del combustóleo), en cuyo caso el punto de partida para la fijación de precios de eficiencia es el precio FOB en puerto de exportación.

En el caso de algunos derivados será necesario un análisis más cuidadoso para determinar si tendrán excedentes o faltantes (tal puede ser el caso del ACPM y el Kerosene). Si existe incertidumbre al respecto, lo apropiado sería considerar en cada momento de tiempo la condición previsible a corto plazo y modificarla cuando el producto pase de acusar excedentes a faltantes o viceversa. Si, por el contrario existe certeza de que se va a cambiar la condición en un momento dado de tiempo (por ejemplo, cuando entre en operación una nueva refinería), puede ser apropiado que la política haga una transición más suave.

Menos clara es la situación de los crudos pesados, que son hoy utilizados directamente como combustibles en la industria. En este caso, se hace necesario determinar primero si la exportación o la refinación del crudo resultan rentables (una vez que todos los productos se fijan a los precios deseados) y en cuál de los dos casos el valor neto del producto en boca de pozo resultaría mayor. Este sería el costo de oportunidad con respecto al cual se partiría para la fijación de precios de eficiencia. En caso de que ninguna de estas operaciones resulte rentable, el producto tendría que catalogarse como no transable y la fijación de sus precios obedecería a criterios diferentes, como se explica más abajo. El estudio de la nueva refinería en el Magdalena Medio demuestra que sería socialmente rentable la refinación de crudos como el Cocorná; en el caso del crudo Castilla, se ha considerado en el pasado como no apropiado para ser refinado, dado su alto contenido de metales. Sin embargo, este es un punto que requiere mayor investigación.

De otra parte, cálculos muy preliminares efectuados en este estudio (Anexo 1), indican que su exportación sería rentable -en caso de que el transporte se realice por oleoducto- y que, tomando en cuenta este precio como base para el costo de oportunidad, los precios hoy vigentes resultarían excesivamente bajos. Como se señala luego, este es un tema que exige prioridad en estudios posteriores.

El gas natural (y la electricidad), por el contrario, no son transables internacionalmente sino en cuantías limitadas, mediante la interconexión de los sistemas de transporte por gasoducto (y de transmisión a alto voltaje). En tales casos, la utilización de cantidades adicionales no necesariamente incrementará las importaciones, sino que puede tener como efecto una mayor utilización de las reservas domésticas o, simplemente, el desplazamiento de otros usos. En consecuencia, se requiere un procedimiento diferente, como el señalado más abajo, para determinar los precios deseables desde el punto de vista económico.

2. Precios al productor y al consumidor

Para una correcta asignación de recursos en la economía, importa el precio que enfrenten todos y cada uno de los agentes económicos que participan en el proceso: productores de petróleo crudo y gas natural, refinadores, transportadores, mayoristas, minoristas y consumidores finales. La correcta fijación de precios a lo largo de toda la cadena resulta fundamental para que cada uno de los agentes económicos tome las decisiones correctas de inversión y operación, ya se trate de empresas públicas o privadas.

Esto resulta particularmente importante en la medida en que la política oficial busca una mayor participación del capital privado en distintas actividades que, como es el caso de la refinación y el transporte, han estado fundamentalmente en manos de la empresa estatal de petróleo en los últimos años. Precios de insumos y productos que no correspondan a la estructura real de costos, y de valores de oportunidad, conducen a impedir que el sector privado participe en las actividades o, en algunas ocasiones, a que si lo hace obtenga rentas excesivas. En particular, en las condiciones actuales se hace imposible que el sector privado participe en inversiones de refinación, dado que los bajos precios al productor de los derivados ocasionan una rentabilidad artificialmente negativa para esta actividad. Lo mismo sucede en el caso del gas propano, en el que los bajos precios de toda su estructura no hacen rentable la importación del producto.

Los efectos de las distorsiones en los niveles y estructura de precios sobre el comportamiento de los agentes privados son usualmente reconocidos por quienes toman decisiones macroeconómicas. No obstante, no ocurre lo mismo con respecto al comportamiento de las empresas estatales. Con demasiada frecuencia se supone que no importa que éstas enfrenten señales inadecuadas de precios, ya que administrativamente se les puede ordenar que actúen en una u otra forma, según las conveniencias nacionales. La creciente literatura sobre empresas públicas demuestra de manera concluyente que éste no es el caso y que las empresas públicas tienden a reaccionar ante las señales de precios en forma similar a como lo hacen las empresas privadas.

Esto resulta aún más claro en un ambiente, como el colombiano, en el que cada vez más se mide la gestión de los directivos de las empresas públicas por los resultados financieros de la misma. Por ello, no es de extrañar que, por ejemplo, los bajos precios del gas propano, hayan desincentivado la producción e importación de este producto por parte de Ecopetrol, hasta el punto de que el país ha vivido en las últimas dos décadas con una restricción creciente de oferta.

Ahora bien, el presente trabajo no se ocupa de la fijación del precio del productor del petróleo crudo, salvo en lo que hace a los crudos pesados. De otra parte, tampoco pretende efectuar una medición apropiada de los costos de transporte y los costos de distribución mayorista o minorista de los distintos productos. En la medida en que los precios continúen fijándose administrativamente, se hace indispensable un cálculo apropiado de estos costos. Hoy en día, la mayor parte del transporte por poliductos lo lleva a cabo Ecopetrol y los márgenes de manejo y transporte utilizados en su contabilidad presentan una considerable distorsión, como consecuencia del hecho de que durante el período de ajuste acelerado de los precios internos (entre 1976 y 1982) se aumentaron

significativamente con el objeto de que una parte considerable del incremento ingresara a fortalecer las finanzas de la empresa y no representara un crecimiento excesivo en el valor real de los impuestos pagados al Fondo Vial, que se liquidaban por esa época con base en el precio ex-refinería (véase capítulo III).

De otra parte, los márgenes de distribución se han fijado sin una relación precisa con los costos marginales incurridos en esta actividad. Algunos de los distribuidores sostienen que estos márgenes están muy por debajo del costo real y, si bien el capítulo III muestra cómo en términos reales los márgenes no son menores de lo que eran hacia 1976, parecen muy bajos en comparación con los que rigen en otros países latinoamericanos, de modo que este reclamo puede tener alguna razón. Este es un tema que debería también ser investigado en mayor detalle, en caso de que los precios continúen fijándose por vía administrativa.

La correcta estimación de los costos de transporte y distribución resulta importante no solamente para determinar el nivel general de los precios, sino, ante todo, su estructura territorial. En efecto, tanto los precios en planta de abasto, como los precios de venta de los mayoristas a los minoristas y los precios de venta al público en las distintas localidades, deberían reflejar de la mejor manera posible las diferencias en costos marginales de transporte y distribución de los productos.

Lo anterior no obsta para que se apliquen algunos subsidios explícitos y específicos a los combustibles que se transporten a zonas aisladas, con el objeto de evitar un costo excesivamente alto en ellas, fundamentalmente por razones de equidad y en algunos casos de desarrollo regional fronterizo. En ciertos casos de localidades fronterizas, sin embargo, resultaría más económico importar los productos de los países vecinos. No obstante, ello requiere una negociación entre empresas estatales, o de país a país, para establecer los suministros y los precios, comoquiera que en los países vecinos se mantienen precios subsidiados y monopolio estatal en la distribución mayorista.

En las condiciones indicadas, el análisis cuantitativo presentado en este estudio se concentra en el problema de fijación de precios en los dos extremos del espectro: el precio al productor (refinador) y el precio al consumidor. En virtud de la distorsión que se ha generado en la composición de los precios ex-refinería y los márgenes de manejo y transporte, el análisis de los precios al productor se centra en el ingreso total que recibe Ecopetrol, sumadas estas dos partidas, en las ventas en planta de abasto.

En tales condiciones **el precio al productor para los productos transables** debe determinarse de la siguiente manera:

- 1) Productos importados: precios CIF de importación más costos de transporte del puerto de importación a la planta de abasto.
- 2) Productos exportados: precios FOB de exportación menos costos de transporte de la refinería al puerto de exportación, más costos de transporte de la refinería a planta de abasto.

En el caso de los **precios al consumidor**, a estos precios se deben añadir los costos marginales de distribución (mayorista y minorista) y los impuestos deseados sobre los diferentes productos.

Conviene señalar que éstos son precisamente los precios que se establecerían en un mercado libre con competencia perfecta.

En el Capítulo II se discuten las conclusiones principales de este estudio sobre los niveles de impuestos, que resultan fundamentales para determinar tanto los niveles deseados, como la estructura de los precios al consumidor.

B. Productos no transables: el caso del gas natural

1. Principios teóricos y metodológicos.

Por razones analíticas, conviene primero suponer que no existen posibilidades de importación o exportación de gas natural, para posteriormente considerar el efecto que tiene la posibilidad de efectuar importaciones en cuantías limitadas de países vecinos como Venezuela.

En estas condiciones, el precio del gas se debería fijar mediante una aplicación estricta de la regla derivada por Hotelling en su trabajo pionero de 1934 con respecto a recursos naturales no renovables. El principio básico es el de que, en tales condiciones, y en caso de existir reservas que permitan atender la totalidad de la demanda actual, como ocurre en el caso colombiano, el efecto de utilizar una unidad adicional de gas natural consistiría en que habría que producir una unidad más de las reservas existentes. El costo de oportunidad para la economía sería, entonces, igual a la suma de los costos de producción (incluyendo exploración, desarrollo y extracción), transporte y distribución, más el costo de oportunidad que resulta de disponer de una unidad menos de reservas de gas natural en el futuro.

Este último componente del costo de oportunidad, llamado con frecuencia el costo de agotamiento o el costo de oportunidad de la reserva o del recurso in-situ, requiere un proceso complejo de cálculo, basado en las consideraciones siguientes. En algún momento futuro la producción máxima de las reservas disponibles no será suficiente para atender la demanda total por gas natural a un precio equivalente (en términos de energía útil) al de su sustituto más barato. En ese momento del tiempo el precio del gas al consumidor deberá ser equivalente al de aquel producto que permitiría sustituirlo en los usos menos rentables del gas (en principio, el fuel oil, a no ser que para esa época el proceso de gasificación a partir de carbón resulte en costos inferiores al precio equivalente del fuel oil).

En consecuencia, en esa época el costo de oportunidad de la reserva de gas estará dado por el precio equivalente al de dicho sustituto, menos los costos de extracción, transporte y distribución. Hotelling demostró que en todo momento anterior de tiempo el costo de oportunidad del recurso in-situ es igual a este precio futuro (expresado en precios constantes) y descontado a valor presente con la tasa de descuento apropiada (tasa de descuento social), tal y como se indica en el gráfico 1.1.

En consecuencia, el precio al consumidor debería seguir una trayectoria tal que cubra en todo momento los costos de extracción, transporte y distribución más un costo de oportunidad de la reserva que aumenta de manera exponencial en pesos constantes con la tasa de descuento social, hasta llegar al precio equivalente del sustituto apropiado en la época en que se prevea que la producción máxima de las reservas disponibles no será suficiente para atender la totalidad de la demanda por gas natural a ese precio.

La aplicación de los principios anteriores exige un proceso de cálculo relativamente complejo. En primer lugar, se hace necesario proyectar los escenarios más probables de crecimiento de la demanda para distintos niveles de precios en distintos periodos. A continuación, se deben proyectar los escenarios más probables de adición de nuevas reservas y evolución de los costos de exploración, desarrollo, extracción, transporte y distribución. Se requiere entonces la utilización de un modelo que permita determinar conjuntamente la evolución de la trayectoria de precios, según la "regla" de Hotelling, y la forma como se desarrollarían las reservas hoy disponibles y las nuevas reservas esperadas durante el período para poder atender esa demanda, de tal forma que la trayectoria de precios cumpla con los principios señalados anteriormente.

En Colombia se han diseñado modelos de simulación que permiten llevar a cabo esta tarea: el primero de ellos, muy simplificado, fue elaborado para el Estudio Nacional de Energía; posteriormente tuvo un mayor proceso de elaboración para el Estudio sobre Política Energética financiado por el

Banco Mundial y publicado en 1986; recientemente se le ha añadido posibilidades de considerar importaciones de Venezuela, como se explicará más adelante.

El modelo disponible en Colombia parte de un escenario de referencia para la evolución de los precios; calcula entonces la evolución de las demandas que correspondería a esta evolución de los precios y simula la forma como se satisfacen estas demandas a partir de las reservas disponibles y las nuevas reservas que se encuentren. Con este ejercicio se determina, preeliminarmente, el momento de tiempo en el cual no es posible satisfacer la totalidad de la demanda y, adicionalmente, se obtiene un estimativo de la evolución de los costos de desarrollo, extracción, transporte y distribución.

Se procede entonces a modificar el supuesto original de la estructura de precios, para que éstos lleguen en la fecha futura así determinada al valor equivalente del sustituto apropiado y tengan en cuenta los resultados de costos arrojados por el modelo. Este proceso se puede repetir unas cuantas veces hasta que se obtenga una convergencia suficiente de los resultados, de tal manera que la trayectoria de precios cumpla con el principio de Hotelling.

Este modelo fue utilizado en 1987 para analizar la conveniencia de llevar el gas natural de la Guajira al interior del país, en particular al Magdalena Medio y a la ciudad de Bogotá. Obviamente, en este caso se hacía necesario tomar en cuenta la diferencia en la trayectoria de precios ocasionada al añadir mercados tan cuantiosos, ya que con ello se adelanta en el tiempo el momento en el cual las reservas disponibles no alcanzan a satisfacer todas las demandas. Vale decir, el integrar nuevos mercados eleva considerablemente el costo de oportunidad del recurso.

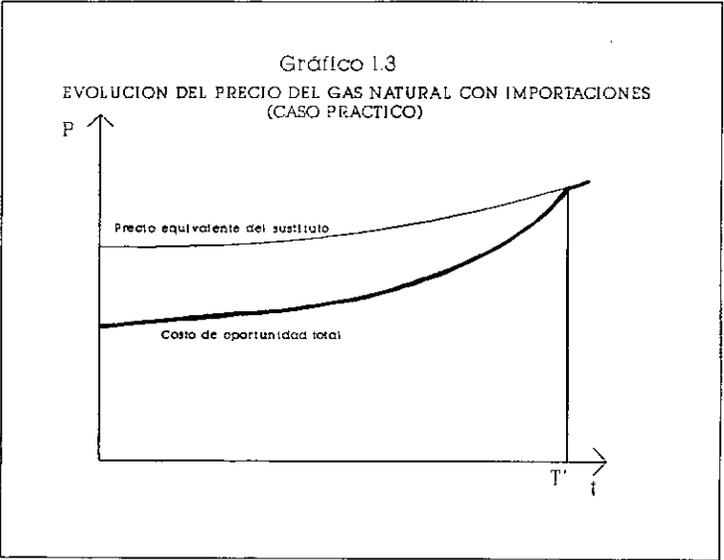
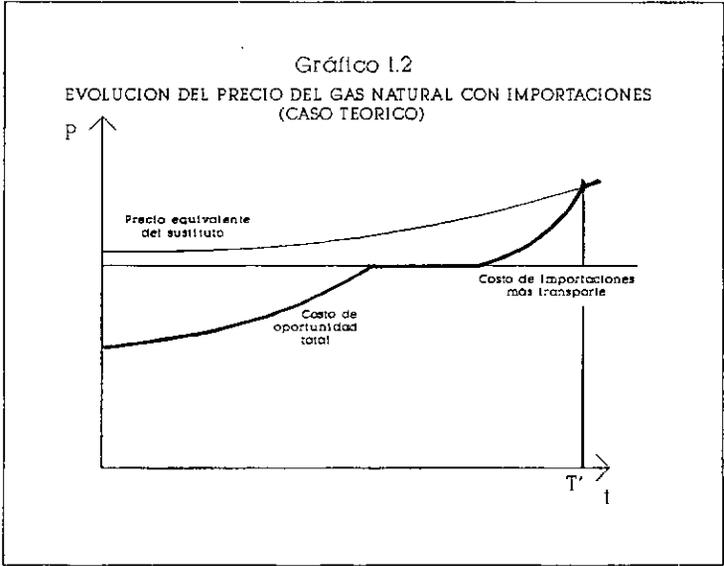
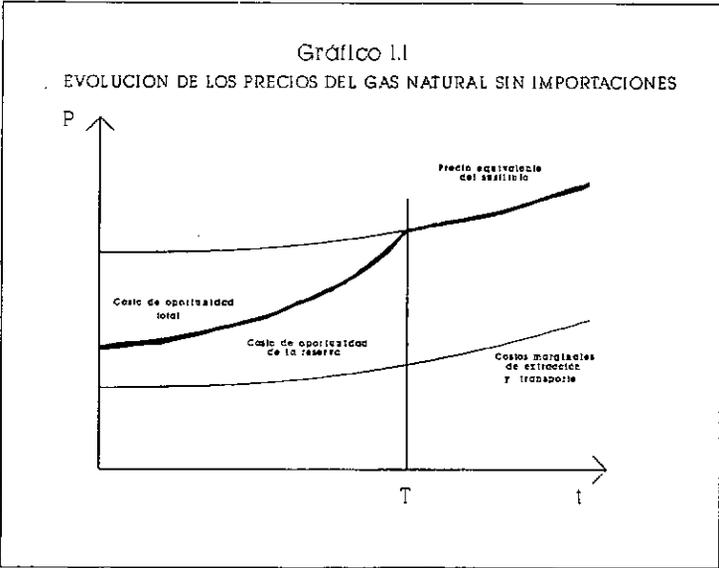
El análisis demostró claramente la conveniencia de involucrar los mercados del interior a la utilización de las reservas de gas natural de la Costa. Sin embargo, si por razones extra económicas se mantiene restringida la utilización del gas a la región vecina, donde se encuentran los principales yacimientos, el costo de oportunidad del recurso se reduce de manera significativa.

Ante la evidencia de que esta decisión privaba al país de obtener beneficios económicos considerables, se comenzó a explorar la posibilidad de importar gas natural de la República de Venezuela. En estas condiciones se hace necesario utilizar un modelo que considere diferentes fuentes de suministro, una de las cuales (Venezuela) es de duración ilimitada y está limitada por la capacidad máxima de transporte del gasoducto que se construya o por el límite máximo que se fije en el acuerdo de suministro con el país proveedor. Esta "nueva reserva" tiene, además, una estructura de costos peculiar: corresponde a las reglas de fijación de precios que se acuerden con el país proveedor. En ausencia de un acuerdo, se hace necesario efectuar simulaciones sobre niveles probables de los precios y cuantías máximas (y mínimas) de suministro.

Ahora bien, los modelos de explotación óptima de recursos no renovables demuestran que se debe utilizar primero las reservas disponibles de menor costo de producción. En consecuencia, el país debería utilizar primero sus reservas domésticas hasta tanto los costos incrementales (incluido el costo de agotamiento) igualen el precio de importación, y a partir de entonces utilizar importaciones en forma creciente hasta llevarlas a su valor máximo; a medida que la demanda sobrepase este nivel, utilizaría en mayor medida reservas domésticas con costos incrementales superiores a los de importación. La evolución de los precios deseados sería, entonces, la que se indica en el gráfico 1.2.

Sin embargo, resulta claro que no se puede construir un gasoducto que durante varios años no vaya a ser utilizado. La solución lógica sería, por supuesto, la de aplazar la construcción del gasoducto hasta para cuando se requiera de acuerdo con este resultado. Sin embargo, el proyecto se llevaría a cabo precisamente para eliminar la preocupación sobre un eventual agotamiento temprano de las reservas domésticas. En consecuencia, el modelo debería incluir una relación máxima de relación de producción a reservas domésticas que no se desea sobrepasar por razones de seguridad o de política regional. Adicionalmente, la construcción del gasoducto conlleva seguramente un acuerdo de tasas mínimas de transporte, entre otras cosas para que resulte posible recuperar la inversión efectuada en él.

Ante estas restricciones, la evolución del precio deseado sería parecida a la que se muestra en el gráfico 1.3; en la que el costo de oportunidad estaría dado por un promedio ponderado entre el



Cuadro 1
EVOLUCION DE LA DEMANDA Y EL PRECIO DEL GAS NATURAL PARA LA
COSTA ATLANTICA CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIOQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALDA
(US\$/MPC)

(Continuación)

| CASO 11 | | | CASO 12 | | | CASO 13 | | | CASO 14 | | | CASO 15 | | | |
|----------------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|
| Reservas adicionales (GPC) | | | 0 | | | 0 | | | 0 | | | 0 | | | |
| Costo Unit.Tpte.Costa | | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | | |
| Costo Unit.Tpte.Interior | | | 1.10 | | | 1.10 | | | 1.10 | | | 1.10 | | | |
| AÑO | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> |
| 1991 | 0.73 | 0.00 | 269 | 0.75 | 0.00 | 269 | 0.77 | 0.00 | 269 | 0.83 | 0.00 | 269 | 0.70 | 0.00 | 269 |
| 1992 | 0.76 | 0.00 | 333 | 0.79 | 0.00 | 333 | 0.81 | 0.00 | 324 | 0.88 | 0.00 | 324 | 0.73 | 0.00 | 333 |
| 1993 | 0.80 | 0.00 | 304 | 0.83 | 0.00 | 294 | 0.85 | 0.00 | 294 | 0.93 | 0.00 | 294 | 0.77 | 0.00 | 304 |
| 1994 | 0.84 | 0.00 | 305 | 0.88 | 0.00 | 305 | 0.90 | 0.00 | 305 | 0.99 | 0.00 | 305 | 0.81 | 0.00 | 305 |
| 1995 | 0.89 | 0.00 | 368 | 0.92 | 0.80 | 368 | 0.94 | 0.80 | 368 | 1.06 | 0.00 | 353 | 0.88 | 1.60 | 351 |
| 1996 | 0.94 | 0.00 | 423 | 0.97 | 0.82 | 423 | 0.99 | 0.82 | 423 | 1.13 | 0.00 | 407 | 0.95 | 1.65 | 403 |
| 1997 | 1.01 | 0.00 | 481 | 1.03 | 0.85 | 520 | 1.07 | 0.85 | 520 | 1.23 | 0.00 | 450 | 1.04 | 1.70 | 448 |
| 1998 | 1.10 | 0.00 | 494 | 1.12 | 0.87 | 555 | 1.15 | 0.87 | 555 | 1.35 | 0.00 | 466 | 1.15 | 1.75 | 481 |
| 1999 | 1.20 | 0.00 | 514 | 1.21 | 0.90 | 581 | 1.23 | 0.90 | 567 | 1.48 | 0.00 | 486 | 1.25 | 1.80 | 482 |
| 2000 | 1.30 | 0.00 | 525 | 1.28 | 0.93 | 600 | 1.32 | 0.93 | 600 | 1.71 | 0.00 | 549 | 1.33 | 1.85 | 508 |
| 2001 | 1.40 | 0.00 | 544 | 1.38 | 0.96 | 626 | 1.41 | 0.96 | 580 | 1.80 | 0.00 | 464 | 1.42 | 1.91 | 514 |
| 2002 | 1.52 | 0.00 | 574 | 1.48 | 0.98 | 615 | 1.58 | 0.98 | 615 | 1.96 | 0.00 | 491 | 1.51 | 1.97 | 543 |
| 2003 | 1.64 | 0.00 | 550 | 1.67 | 1.01 | 534 | 1.62 | 1.01 | 632 | 2.03 | 0.00 | 512 | 1.66 | 2.03 | 518 |
| 2004 | 1.82 | 0.00 | 562 | 1.81 | 1.04 | 620 | 1.73 | 1.04 | 657 | 2.09 | 0.00 | 496 | 1.77 | 2.09 | 539 |
| 2005 | 2.00 | 0.00 | 567 | 1.86 | 1.08 | 644 | 1.76 | 1.08 | 644 | 2.15 | 0.00 | 515 | 1.92 | 2.15 | 547 |
| 2006 | 2.20 | 0.00 | 532 | 1.91 | 1.11 | 665 | 1.84 | 1.11 | 666 | 2.21 | 0.00 | 542 | 2.08 | 2.21 | 565 |
| 2007 | 2.27 | 0.00 | 549 | 1.96 | 1.14 | 687 | 1.88 | 1.14 | 687 | 2.28 | 0.00 | 560 | 2.25 | 2.28 | 547 |
| 2008 | 2.34 | 0.00 | 554 | 2.02 | 1.17 | 681 | 1.91 | 1.17 | 681 | 2.35 | 0.00 | 568 | 2.32 | 2.35 | 547 |
| 2009 | 2.42 | 0.00 | 554 | 2.05 | 1.21 | 707 | 1.92 | 1.21 | 707 | 2.42 | 0.00 | 566 | 2.40 | 2.42 | 554 |
| 2010 | 2.49 | 0.00 | 582 | 2.06 | 1.25 | 730 | 1.91 | 1.25 | 730 | 2.49 | 0.00 | 600 | 2.47 | 2.49 | 570 |

| CASO 16 | | | CASO 17 | | | CASO 18 | | | CASO 19 | | | CASO 20 | | | | | |
|----------------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|--|--|
| Reservas adicionales (GPC) | | | 0 | | | 1750 | | | 3500 | | | 3500 | | | 1750 | | |
| Costo Unit.Tpte.Costa | | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | |
| Costo Unit.Tpte.Interior | | | 1.60 | | | 1.10 | | | 1.10 | | | 1.10 | | | 1.60 | | |
| AÑO | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total <MMPCD> | | |
| 1991 | 0.76 | 0.00 | 269 | 0.73 | 0.00 | 269 | 0.77 | 0.00 | 269 | 0.70 | 0.00 | 269 | 0.70 | 0.00 | 269 | | |
| 1992 | 0.80 | 0.00 | 333 | 0.77 | 0.00 | 333 | 0.81 | 0.00 | 333 | 0.72 | 0.00 | 333 | 0.72 | 0.00 | 333 | | |
| 1993 | 0.84 | 0.00 | 294 | 0.80 | 0.00 | 294 | 0.85 | 0.00 | 304 | 0.75 | 0.00 | 304 | 0.75 | 0.00 | 304 | | |
| 1994 | 0.89 | 0.00 | 305 | 0.84 | 0.00 | 305 | 0.90 | 0.00 | 305 | 0.78 | 0.00 | 315 | 0.77 | 0.00 | 315 | | |
| 1995 | 0.94 | 0.00 | 350 | 0.89 | 0.87 | 409 | 0.94 | 1.01 | 409 | 0.83 | 1.07 | 335 | 0.80 | 0.00 | 335 | | |
| 1996 | 1.00 | 0.00 | 409 | 0.94 | 0.90 | 423 | 0.99 | 1.04 | 423 | 0.87 | 1.10 | 376 | 0.84 | 0.00 | 376 | | |
| 1997 | 1.08 | 0.00 | 430 | 1.01 | 0.92 | 538 | 1.07 | 1.07 | 538 | 0.93 | 1.14 | 405 | 0.89 | 0.00 | 405 | | |
| 1998 | 1.19 | 0.00 | 452 | 1.09 | 0.95 | 555 | 1.15 | 1.10 | 573 | 1.00 | 1.17 | 412 | 1.00 | 1.75 | 428 | | |
| 1999 | 1.29 | 0.00 | 482 | 1.17 | 0.98 | 581 | 1.23 | 1.14 | 585 | 1.07 | 1.20 | 394 | 1.08 | 1.80 | 440 | | |
| 2000 | 1.41 | 0.00 | 491 | 1.27 | 1.01 | 600 | 1.32 | 1.17 | 615 | 1.15 | 1.24 | 396 | 1.17 | 1.86 | 436 | | |
| 2001 | 1.53 | 0.00 | 514 | 1.36 | 1.04 | 626 | 1.41 | 1.21 | 640 | 1.23 | 1.28 | 402 | 1.24 | 1.91 | 459 | | |
| 2002 | 1.70 | 0.00 | 492 | 1.46 | 1.07 | 661 | 1.58 | 1.24 | 661 | 1.31 | 1.32 | 397 | 1.33 | 1.97 | 500 | | |
| 2003 | 1.91 | 0.00 | 500 | 1.55 | 1.10 | 641 | 1.62 | 1.28 | 652 | 1.39 | 1.36 | 370 | 1.42 | 2.03 | 479 | | |
| 2004 | 1.99 | 0.00 | 523 | 1.67 | 1.14 | 667 | 1.73 | 1.32 | 679 | 1.49 | 1.40 | 378 | 1.51 | 2.09 | 504 | | |
| 2005 | 2.08 | 0.00 | 510 | 1.90 | 1.17 | 644 | 1.76 | 1.36 | 691 | 1.59 | 1.44 | 375 | 1.62 | 2.15 | 533 | | |
| 2006 | 2.17 | 0.00 | 527 | 1.97 | 1.20 | 665 | 1.84 | 1.40 | 714 | 1.70 | 1.48 | 384 | 1.74 | 2.22 | 543 | | |
| 2007 | 2.27 | 0.00 | 547 | 2.04 | 1.21 | 687 | 1.88 | 1.44 | 725 | 1.82 | 1.53 | 383 | 1.86 | 2.28 | 566 | | |
| 2008 | 2.34 | 0.00 | 537 | 2.08 | 1.25 | 681 | 1.91 | 1.48 | 706 | 1.85 | 1.67 | 354 | 1.99 | 2.35 | 574 | | |
| 2009 | 2.41 | 0.00 | 550 | 2.13 | 1.32 | 707 | 1.92 | 1.53 | 701 | 2.23 | 1.62 | 358 | 2.15 | 2.42 | 554 | | |
| 2010 | 2.49 | 0.00 | 570 | 2.17 | 1.36 | 727 | 1.91 | 1.57 | 727 | 2.29 | 1.67 | 348 | 2.38 | 2.50 | 550 | | |

1/ El costo de oportunidad del gas natural corresponde a un promedio ponderado entre el costo del gas en cabeza de pozo y el precio de importación; para obtener el costo de oportunidad en la Costa o el Interior se le debe sumar el costo de transporte unitario correspondiente del caso evaluado.

Fuente: "Estudio de Factibilidad Preliminar Interconexión Gasífera con Venezuela", Estudios Técnicos S.A. (1991).

Cuadro 1
EVOLUCION DE LA DEMANDA Y EL PRECIO DEL GAS NATURAL PARA LA
COSTA ATLANTICA CON BARRANCA, BOGOTA, ANTIQUIA, VALLE, CALDAS, QUINDIO Y RISARALON
(US\$/MPC)

| CASO 1 | | | CASO 2 | | | CASO 3 | | | CASO 4 | | | CASO 5 | | | |
|----------------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|
| Reservas adicionales (GPC) | 1750 | | 3500 | | | 1750 | | | 3500 | | | 1750 | | | |
| Costo Unit.Tpte.Costa | 0.20 | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | | |
| Costo Unit.Tpte.Interior | 1.60 | | 1.10 | | | 1.10 | | | 1.10 | | | 1.60 | | | |
| AÑO | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) |
| 1991 | 0.68 | 0.00 | 269 | 0.71 | 0.00 | 269 | 0.75 | 0.00 | 269 | 0.76 | 0.00 | 269 | 0.69 | 0.00 | 269 |
| 1992 | 0.70 | 0.00 | 333 | 0.73 | 0.00 | 333 | 0.78 | 0.00 | 333 | 0.79 | 0.00 | 333 | 0.71 | 0.00 | 333 |
| 1993 | 0.73 | 0.00 | 304 | 0.76 | 0.00 | 304 | 0.82 | 0.00 | 294 | 0.83 | 0.00 | 294 | 0.74 | 0.00 | 304 |
| 1994 | 0.76 | 0.00 | 315 | 0.79 | 0.00 | 315 | 0.87 | 0.00 | 305 | 0.87 | 0.00 | 305 | 0.76 | 0.00 | 315 |
| 1995 | 0.80 | 1.60 | 363 | 0.83 | 0.80 | 409 | 0.92 | 0.00 | 368 | 0.92 | 0.00 | 368 | 0.83 | 1.60 | 363 |
| 1996 | 0.85 | 1.65 | 420 | 0.86 | 0.82 | 487 | 0.97 | 0.00 | 423 | 0.98 | 0.00 | 423 | 0.92 | 1.65 | 403 |
| 1997 | 0.92 | 1.70 | 448 | 0.92 | 0.85 | 538 | 1.05 | 0.00 | 520 | 1.06 | 0.00 | 520 | 0.97 | 1.70 | 448 |
| 1998 | 1.00 | 1.75 | 481 | 0.98 | 0.87 | 573 | 1.15 | 0.00 | 480 | 1.15 | 0.00 | 480 | 1.07 | 1.75 | 481 |
| 1999 | 1.08 | 1.80 | 517 | 1.05 | 0.90 | 585 | 1.25 | 0.00 | 581 | 1.24 | 0.00 | 581 | 1.15 | 1.80 | 517 |
| 2000 | 1.17 | 1.85 | 508 | 1.12 | 0.93 | 618 | 1.36 | 0.00 | 600 | 1.35 | 0.00 | 600 | 1.22 | 1.85 | 508 |
| 2001 | 1.25 | 1.91 | 530 | 1.19 | 0.96 | 640 | 1.47 | 0.00 | 624 | 1.46 | 0.00 | 624 | 1.29 | 1.91 | 530 |
| 2002 | 1.35 | 1.97 | 575 | 1.26 | 0.98 | 661 | 1.63 | 0.00 | 515 | 1.58 | 0.00 | 515 | 1.41 | 1.97 | 558 |
| 2003 | 1.45 | 2.03 | 531 | 1.34 | 1.01 | 656 | 1.74 | 0.00 | 543 | 1.71 | 0.00 | 543 | 1.51 | 2.03 | 531 |
| 2004 | 1.55 | 2.09 | 553 | 1.43 | 1.04 | 679 | 1.87 | 0.00 | 533 | 2.00 | 0.00 | 533 | 1.59 | 2.09 | 553 |
| 2005 | 1.67 | 2.15 | 562 | 1.52 | 1.08 | 691 | 2.15 | 0.00 | 539 | 2.07 | 0.00 | 539 | 1.69 | 2.15 | 562 |
| 2006 | 1.80 | 2.21 | 580 | 1.63 | 1.11 | 723 | 2.21 | 0.00 | 542 | 2.16 | 0.00 | 542 | 1.80 | 2.21 | 580 |
| 2007 | 1.94 | 2.28 | 585 | 1.74 | 1.14 | 725 | 2.28 | 0.00 | 560 | 2.24 | 0.00 | 560 | 1.92 | 2.28 | 585 |
| 2008 | 2.11 | 2.35 | 562 | 1.87 | 1.17 | 715 | 2.35 | 0.00 | 568 | 2.35 | 0.00 | 568 | 2.05 | 2.35 | 601 |
| 2009 | 2.34 | 2.42 | 554 | 2.14 | 1.21 | 707 | 2.42 | 0.00 | 566 | 2.42 | 0.00 | 566 | 2.27 | 2.42 | 579 |
| 2010 | 2.49 | 2.49 | 570 | 2.19 | 1.25 | 727 | 2.49 | 0.00 | 600 | 2.49 | 0.00 | 600 | 2.40 | 2.49 | 585 |

| CASO 6 | | | CASO 7 | | | CASO 8 | | | CASO 9 | | | CASO 10 | | | |
|----------------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|-----------------------|
| Reservas adicionales (GPC) | 1750 | | 1750 | | | 3500 | | | 3500 | | | 0 | | | |
| Costo Unit.Tpte.Costa | 0.20 | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | | 0.20 | | | |
| Costo Unit.Tpte.Interior | 1.10 | | 1.10 | | | 1.60 | | | 1.10 | | | 1.10 | | | |
| AÑO | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) | Costo oportunidad /1 | Precio importación | Demanda total (MMPCD) |
| 1991 | 0.74 | 0.00 | 269 | 0.93 | 0.00 | 269 | 0.72 | 0.00 | 269 | 0.74 | 0.00 | 269 | 0.93 | 0.00 | 269 |
| 1992 | 0.77 | 0.00 | 333 | 0.96 | 0.00 | 333 | 0.74 | 0.00 | 333 | 0.77 | 0.00 | 333 | 0.98 | 0.00 | 324 |
| 1993 | 0.81 | 0.00 | 294 | 0.99 | 0.00 | 304 | 0.76 | 0.00 | 304 | 0.80 | 0.00 | 304 | 1.04 | 0.00 | 294 |
| 1994 | 0.85 | 0.00 | 305 | 1.03 | 0.00 | 305 | 0.78 | 0.00 | 315 | 0.83 | 0.00 | 305 | 1.11 | 0.00 | 291 |
| 1995 | 0.88 | 0.80 | 409 | 1.08 | 0.80 | 409 | 0.85 | 1.60 | 351 | 0.86 | 0.80 | 409 | 1.32 | 0.00 | 309 |
| 1996 | 0.92 | 0.82 | 487 | 1.13 | 0.82 | 423 | 0.93 | 1.65 | 403 | 0.89 | 0.82 | 423 | 1.36 | 0.00 | 348 |
| 1997 | 0.99 | 0.85 | 538 | 1.20 | 0.85 | 538 | 0.97 | 1.70 | 448 | 0.95 | 0.85 | 538 | 1.41 | 0.00 | 373 |
| 1998 | 1.06 | 0.87 | 555 | 1.23 | 0.87 | 555 | 1.07 | 1.75 | 481 | 1.01 | 0.87 | 573 | 1.47 | 0.00 | 381 |
| 1999 | 1.14 | 0.90 | 585 | 1.38 | 0.90 | 581 | 1.14 | 1.80 | 500 | 1.07 | 0.90 | 585 | 1.52 | 0.00 | 380 |
| 2000 | 1.20 | 0.93 | 615 | 1.48 | 0.93 | 615 | 1.21 | 1.85 | 508 | 1.12 | 0.93 | 618 | 1.58 | 0.00 | 336 |
| 2001 | 1.29 | 0.96 | 626 | 1.58 | 0.96 | 626 | 1.27 | 1.91 | 530 | 1.19 | 0.96 | 640 | 1.64 | 0.00 | 343 |
| 2002 | 1.39 | 0.98 | 661 | 1.70 | 0.98 | 661 | 1.38 | 1.97 | 575 | 1.26 | 0.98 | 661 | 1.71 | 0.00 | 351 |
| 2003 | 1.48 | 1.01 | 641 | 1.82 | 1.01 | 641 | 1.47 | 2.03 | 531 | 1.34 | 1.01 | 656 | 1.78 | 0.00 | 359 |
| 2004 | 1.60 | 1.04 | 667 | 1.96 | 1.04 | 667 | 1.56 | 2.09 | 553 | 1.43 | 1.04 | 679 | 1.85 | 0.00 | 358 |
| 2005 | 1.80 | 1.08 | 691 | 2.17 | 1.08 | 691 | 1.69 | 2.15 | 574 | 1.53 | 1.08 | 691 | 1.92 | 0.00 | 366 |
| 2006 | 1.92 | 1.11 | 666 | 2.41 | 1.11 | 666 | 1.72 | 2.21 | 580 | 1.64 | 1.11 | 714 | 2.01 | 0.00 | 374 |
| 2007 | 2.01 | 1.14 | 687 | 2.47 | 1.14 | 687 | 1.81 | 2.28 | 598 | 1.76 | 1.14 | 725 | 2.09 | 0.00 | 345 |
| 2008 | 2.07 | 1.17 | 691 | 2.54 | 1.17 | 691 | 1.92 | 2.35 | 601 | 1.88 | 1.17 | 715 | 2.19 | 0.00 | 354 |
| 2009 | 2.12 | 1.21 | 707 | 2.61 | 1.21 | 707 | 2.03 | 2.42 | 618 | 2.15 | 1.21 | 707 | 2.29 | 0.00 | 363 |
| 2010 | 2.10 | 1.25 | 727 | 2.69 | 1.25 | 730 | 2.16 | 2.49 | 610 | 2.21 | 1.25 | 727 | 2.39 | 0.00 | 348 |

1/ El costo de oportunidad del gas natural corresponde a un promedio ponderado entre el costo del gas en cabeza de pozo y el precio de importación; para obtener el costo de oportunidad en la Costa o el Interior se le debe sumar el costo de transporte unitario correspondiente del caso evaluado.

Fuente: "Estudio de Factibilidad Preliminar Interconexión Gasífera con Venezuela", Estudios Técnicos S.A. (1991).

costo incremental de las reservas domésticas (incluido el costo de agotamiento) y el precio de importación y transporte desde Venezuela.

En conclusión de lo anterior, el precio de eficiencia previsto del gas natural debe crecer en el tiempo en términos reales por tres razones: (1) el costo de agotamiento crece en términos reales con la tasa de descuento; (2) en el futuro se irán incorporando nuevos mercados, que harán crecer más el costo de agotamiento; (3) el costo incremental de producción de las reservas disponibles crece en términos reales; (4) en principio se espera que las nuevas fuentes de suministro, internas o externas, tengan costos mayores. No obstante, en la práctica pueden darse descubrimientos excepcionales, como bien puede serlo el de Cusiana, que tengan por efecto reducir el valor previsto del precio de eficiencia del gas.

Otra conclusión de esta discusión es que resulta necesario que Ecopetrol desarrolle en mayor medida los modelos disponibles y los tenga a su disposición para efectuar de manera continua las simulaciones que sean del caso. El modelo debe ser lo suficientemente flexible para adaptarse a la aparición de nuevas reservas (con costos de extracción y de transporte diferentes, como en el caso de Cusiana), a diferentes configuraciones de la red de gasoductos o a cambios en las reglas del juego, tales como un adelanto o aplazamiento de las importaciones de gas.

El estudio reciente de evaluación de la conveniencia de importar gas natural de Venezuela, llevado a cabo para Ecopetrol, utilizó un modelo que sigue aproximadamente estas líneas. Los resultados de sus simulaciones en cuanto al crecimiento de los precios de gas y de la demanda se encuentran en el cuadro 1.

2. El gas y la generación de electricidad

Además de los factores mencionados, conviene señalar uno adicional que resulta de estos cálculos y que tiene una gran incidencia para la determinación final de los precios. Los modelos que se habían corrido hasta hace un par de años, indicaban que no era conveniente construir nuevas plantas de generación de energía eléctrica con gas natural, e incluso que a partir de un determinado momento era conveniente que ellas sustituyeran el uso de este combustible por carbón. No obstante, en los últimos años se ha desarrollado una tecnología muy eficiente de generación de energía eléctrica con gas natural, mediante las denominadas turbinas de ciclo combinado, que reducen significativamente los costos de generación de energía eléctrica con esta fuente.

En estas condiciones, y tal y como lo indica el estudio citado sobre evaluación de las importaciones de Venezuela, parecería conveniente montar capacidad adicional de generación a gas en la Costa Atlántica. El estudio calcula que para un precio de US \$2 por mil pies cúbicos resulta conveniente introducir generación con turbinas de ciclo combinado dentro del plan óptimo de expansión del sector eléctrico. La conclusión de este cálculo es que sería conveniente construir tanta capacidad nueva de generación eléctrica a gas con esta tecnología, hasta cuando el crecimiento de la demanda provocado por esta utilización lleve el precio de oportunidad del gas al nivel de indiferencia de esta tecnología con los otros proyectos contemplados en el plan de expansión del sistema eléctrico. En otras palabras, en relativamente pocos años, los que tome construir las nuevas turbinas de gas de ciclo combinado, el costo de oportunidad del recurso debería elevarse a un nivel tal que la trayectoria del precio del gas haga indiferente la utilización de estas plantas con otros proyectos. El análisis resultante es relativamente complejo, ya que exige la interacción de los modelos de gas con los modelos de expansión del sistema eléctrico.

No obstante, de esta discusión resultan dos conclusiones claras:

1) Dada la disponibilidad de esta nueva tecnología eficiente de generación de energía eléctrica a partir de gas natural, el plan óptimo de expansión de generación en el sector eléctrico debería contener una cantidad importante de generación a gas. En estas condiciones, las proyecciones de demanda por gas natural crecerán con mucho mayor rapidez y, en consecuencia, lo mismo sucederá con los precios de oportunidad del gas natural. Más aún, la trayectoria de estos precios será aproximadamente igual a aquella trayectoria que, siguiendo el principio de Hotelling, haga indiferente instalar más plantas con turbinas de ciclo combinado u otros proyectos de expansión del

sistema eléctrico.

2) La construcción de estas plantas, especialmente si se lleva a cabo por el sector privado, como se está previendo, exige disponer de un suministro confiable de gas natural con una trayectoria de precios relativamente conocida. Dado que la trayectoria óptima de los precios de gas implica un crecimiento en términos reales con el tiempo, los contratos de suministro deberían proveer una cláusula de esta naturaleza. De no procederse en esta forma, quienes suscriban los primeros contratos se asegurarían un suministro a precios que a la larga resultarían subsidiados frente a los costos de oportunidad del gas. En adición, posiblemente se generaría una inversión en producción de electricidad a gas superior a la que sería deseable desde el punto de vista de la economía en su conjunto.

Como tampoco resultaría razonable una cláusula abierta de fijación de precios, porque en esas condiciones ningún inversionista público y mucho menos privado estaría dispuesto a invertir en plantas generadoras con gas natural, la decisión que se tome debe constituir un compromiso que, de una parte, de suficiente seguridad e incentivo al inversionista para que se lleven a cabo las inversiones deseadas en esta materia, pero que, de otra parte, no conduzcan a la sobreinversión ni ocasionen un subsidio a largo plazo a favor de los generadores de energía eléctrica a costa de los productores de gas natural y de la economía en su conjunto. Este tema requiere a nuestro juicio atención prioritaria y un estudio detallado que debe ser llevado a cabo conjuntamente entre Ecopetrol y el sector eléctrico, bajo la coordinación de la Comisión Nacional de Energía.

CAPITULO II
IMPUESTOS A LOS ENERGÉTICOS.
TEORIA Y PRACTICA

A. Alternativas y escenarios de simulación.

1) De acuerdo con la ley vigente, a medida que se incremente el precio al consumidor para conseguir un aumento real de los precios recibidos por Ecopetrol, hasta llegar al equivalente a los costos de oportunidad, el impuesto para el Fondo Vial aumentaría en el mismo porcentaje que el precio al consumidor final y lo mismo sucedería con los impuestos a las ventas. En otras palabras, se mantendría el valor porcentual de los impuestos sobre el precio al consumidor final, que en los últimos años ha sido del orden del 33% para la gasolina regular (26% Fondo Vial), 27% para la gasolina extra (21% Fondo Vial) y 27% para el Diesel (26% Fondo Vial).

Los cuadros 2.1 a 2.7 indican que en este caso los precios al consumidor en 1990 habrían debido ser 116% más altos en el caso de la gasolina regular, 52.2% en el de la gasolina extra, 25.5% en el del combustóleo y 63.6% en el del gas propano.

2) Como un mínimo, se trataría de mantener el valor real del impuesto. En este caso, el precio que recibe Ecopetrol se elevaría hasta el equivalente a los costos de oportunidad determinados por lo precios internacionales y se impondría un impuesto específico equivalente en pesos constantes a su valor actual.

En tal caso, los precios al consumidor en 1990 habrían debido ser 77.7% más altos en el caso de la gasolina regular, 38.8% en el de la gasolina extra, 25.2% en el del combustóleo y 60.6% en el del gas propano.

3) Se buscaría definir el nivel "apropiado" de los impuestos, de acuerdo con las siguientes consideraciones:

a) Los impuestos diferenciales a los combustibles utilizados en el sector transporte (gasolina, diesel y gas comprimido) se justifican como un gravamen compensatorio a los usuarios de carreteras ("road users charge"). En este contexto, se debe determinar si los usuarios de las carreteras y vías urbanas deben sufragar solamente los costos de mantenimiento de las vías, o en adición deben contribuir al financiamiento de las inversiones, o si éstas últimas deben financiarse preferiblemente con impuestos de valorización o con base en impuestos ordinarios del presupuesto. Además, es necesario considerar que existen alternativas a los impuestos a los combustibles para que los usuarios contribuyan a esta financiación, a saber: los peajes, los impuestos de rodamiento, los impuestos de parqueo y tránsito, etc. La Sección B se ocupa de este tema.

b) Podría fijarse un impuesto adicional sobre todos los energéticos en proporción directa al efecto contaminante potencial de su utilización. Este tema se trata en la Sección C.

4) Los impuestos a los energéticos se pueden examinar en el contexto global del sistema tributario, como una más de las opciones, frente al IVA, a los impuestos a la renta y al comercio exterior, para conseguir el nivel deseado de recaudos. En este caso, el nivel y los aumentos en estos impuestos deben evaluarse teniendo en cuenta sus efectos relativos frente a los de incrementar el nivel del IVA, del Impuesto a la Renta o un impuesto uniforme a las importaciones. Los temas en esta óptica serían los siguientes:

- a. Cuales de los impuestos causan mayores distorsiones en el funcionamiento de la economía;
- b. Cuáles resultan más fáciles de administrar (tienen menor costo unitario de recaudo).
- c. Sus efectos distributivos.

Cuadro 2.1
COMPARACION DE PRECIOS DE LA GASOLINA REGULAR
\$/US/Galon

| Año | Precios al productor | | | Precios al consumidor | | | | | |
|------|----------------------|--------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------------------|-------------------------------|---------------------|---------------------|----------------------|
| | Neto ECOPETROL | Equivalente importado | Relación (1)/(2) | Oficial | Impuesto igual en porcentaje | Impuesto igual en valor | Relación (3)/(4) | Relación (3)/(5) | Relación (3)/(2') |
| | (1) | (2) | (1)/(2) | (3) | (4) | (5) | (3)/(4) | (3)/(5) | (3)/(2') |
| 1975 | 0.05 | 0.37 | 0.15 | 0.13 | 0.71 | 0.45 | 0.18 | 0.29 | 0.34 |
| 1976 | 0.10 | 0.40 | 0.24 | 0.20 | 0.73 | 0.51 | 0.28 | 0.40 | 0.48 |
| 1977 | 0.14 | 0.44 | 0.31 | 0.27 | 0.77 | 0.57 | 0.35 | 0.47 | 0.59 |
| 1978 | 0.17 | 0.46 | 0.36 | 0.32 | 0.80 | 0.61 | 0.40 | 0.52 | 0.65 |
| 1979 | 0.39 | 0.90 | 0.43 | 0.61 | 1.33 | 1.12 | 0.46 | 0.54 | 0.65 |
| 1980 | 0.42 | 1.03 | 0.41 | 0.70 | 1.61 | 1.31 | 0.43 | 0.53 | 0.65 |
| 1981 | 0.47 | 1.09 | 0.43 | 0.80 | 1.75 | 1.42 | 0.46 | 0.56 | 0.70 |
| 1982 | 0.52 | 1.04 | 0.50 | 0.85 | 1.60 | 1.37 | 0.53 | 0.62 | 0.77 |
| 1983 | 0.52 | 0.91 | 0.56 | 0.83 | 1.41 | 1.23 | 0.59 | 0.68 | 0.86 |
| 1984 | 0.47 | 0.82 | 0.58 | 0.77 | 1.28 | 1.12 | 0.60 | 0.69 | 0.88 |
| 1985 | 0.37 | 0.80 | 0.46 | 0.60 | 1.24 | 1.04 | 0.48 | 0.58 | 0.71 |
| 1986 | 0.33 | 0.47 | 0.71 | 0.54 | 0.74 | 0.68 | 0.73 | 0.80 | 1.07 |
| 1987 | 0.32 | 0.55 | 0.59 | 0.53 | 0.86 | 0.76 | 0.62 | 0.70 | 0.91 |
| 1988 | 0.31 | 0.55 | 0.57 | 0.51 | 0.87 | 0.75 | 0.59 | 0.68 | 0.88 |
| 1989 | 0.32 | 0.60 | 0.53 | 0.53 | 0.95 | 0.81 | 0.55 | 0.65 | 0.83 |
| 1990 | 0.33 | 0.75 | 0.44 | 0.54 | 1.17 | 0.96 | 0.47 | 0.56 | 0.69 |

(1) Corresponde a producción, transporte y manejo.

(2) Precio CIF de importación + Costo de Transporte y Traslado entre puerto y planta de abasto.

(2') Equivalente importado (2) + Márgenes de distribución.

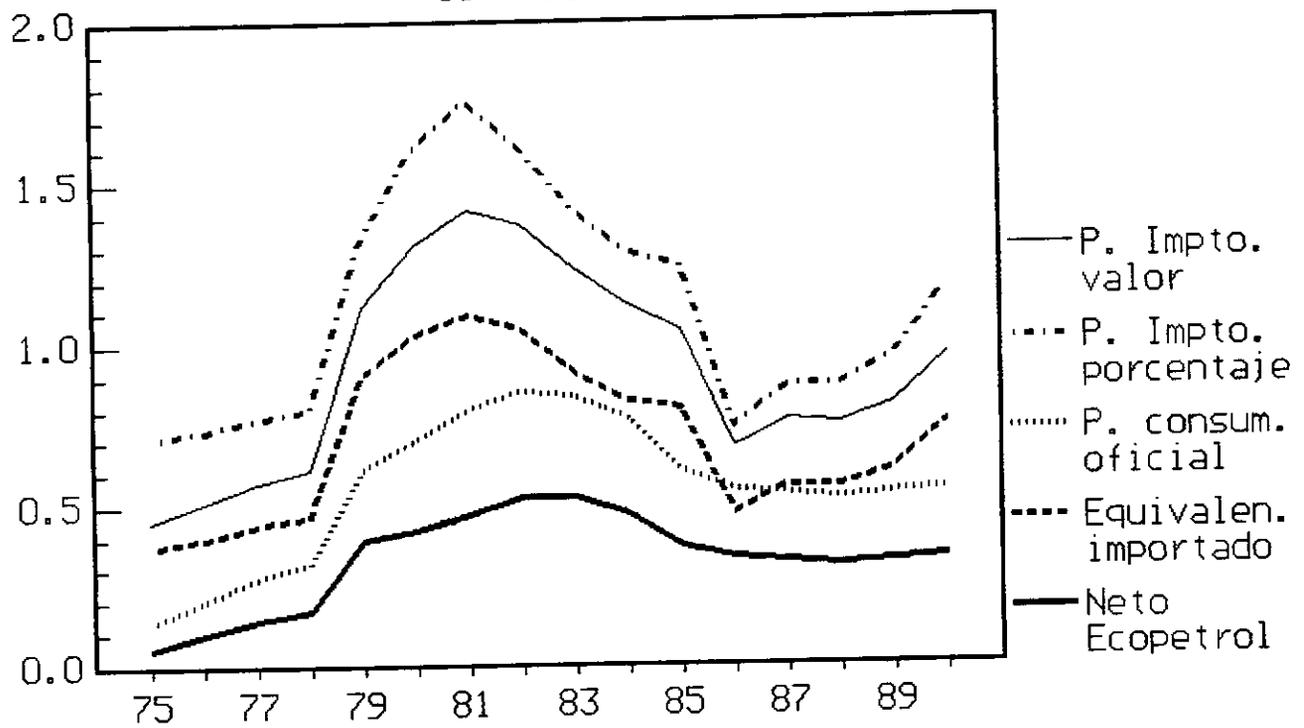
(3) Precio de venta al público de acuerdo a las resoluciones.

(4) Se calculó aplicando a (Precio importación Ecopetrol + Margen de distribución) el mismo porcentaje de impuestos observado en la serie histórica.

(5) Se calculó aplicando a (Precio importación Ecopetrol + Margen de distribución) el mismo valor de impuestos (\$/Galon) observado en la serie histórica.

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPETROL (1991)
Cálculos del autor.

Gráfico 2.1
 COMPARACION DE PRECIOS GASOLINA REGULAR
 PRECIOS AL PRODUCTOR Y AL CONSUMIDOR
 US \$/Galón



Cuadro 2.2
COMPARACION DE PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA
\$/US/Galón

| Año | Precios al productor | | | Precios al consumidor | | | | | |
|------|----------------------|--------------------------|----------|-----------------------|------------------------------------|-------------------------------|----------|----------|----------|
| | Neto ECOPETROL | Equivalente importado | Relación | Oficial | Impuesto igual en porcentaje | Impuesto igual en valor | Relación | Relación | Relación |
| | (1) | (2) | (1)/(2) | (3) | (4) | (5) | (3)/(4) | (3)/(5) | (3)/(2') |
| 1975 | 0.11 | 0.37 | 0.31 | 0.28 | 0.69 | 0.50 | 0.40 | 0.56 | 0.69 |
| 1976 | 0.14 | 0.40 | 0.35 | 0.32 | 0.71 | 0.54 | 0.45 | 0.59 | 0.72 |
| 1977 | 0.17 | 0.44 | 0.40 | 0.36 | 0.74 | 0.59 | 0.49 | 0.62 | 0.77 |
| 1978 | 0.20 | 0.46 | 0.44 | 0.42 | 0.77 | 0.63 | 0.54 | 0.66 | 0.83 |
| 1979 | 0.38 | 0.90 | 0.42 | 0.64 | 1.34 | 1.11 | 0.48 | 0.58 | 0.67 |
| 1980 | 0.52 | 1.03 | 0.50 | 0.86 | 1.53 | 1.32 | 0.56 | 0.66 | 0.79 |
| 1981 | 0.57 | 1.09 | 0.53 | 0.97 | 1.64 | 1.42 | 0.59 | 0.68 | 0.83 |
| 1982 | 0.65 | 1.04 | 0.62 | 1.00 | 1.43 | 1.31 | 0.70 | 0.76 | 0.89 |
| 1983 | 0.61 | 0.91 | 0.67 | 0.95 | 1.26 | 1.18 | 0.75 | 0.80 | 0.96 |
| 1984 | 0.56 | 0.82 | 0.69 | 0.88 | 1.14 | 1.07 | 0.77 | 0.82 | 0.99 |
| 1985 | 0.44 | 0.80 | 0.55 | 0.69 | 1.12 | 1.00 | 0.62 | 0.69 | 0.80 |
| 1986 | 0.40 | 0.47 | 0.85 | 0.62 | 0.65 | 0.64 | 0.95 | 0.96 | 1.20 |
| 1987 | 0.45 | 0.55 | 0.81 | 0.68 | 0.75 | 0.74 | 0.91 | 0.93 | 1.13 |
| 1988 | 0.42 | 0.55 | 0.78 | 0.64 | 0.74 | 0.72 | 0.87 | 0.90 | 1.08 |
| 1989 | 0.44 | 0.60 | 0.73 | 0.66 | 0.82 | 0.78 | 0.81 | 0.85 | 1.02 |
| 1990 | 0.45 | 0.75 | 0.60 | 0.67 | 1.02 | 0.93 | 0.66 | 0.73 | 0.85 |

(1) Corresponde a producción, transporte y manejo.

(2) Precio CIF de importación + Costo de Transporte y Traslado entre puerto y planta de abasto.

(2') Equivalente importado (2) + Márgenes de distribución.

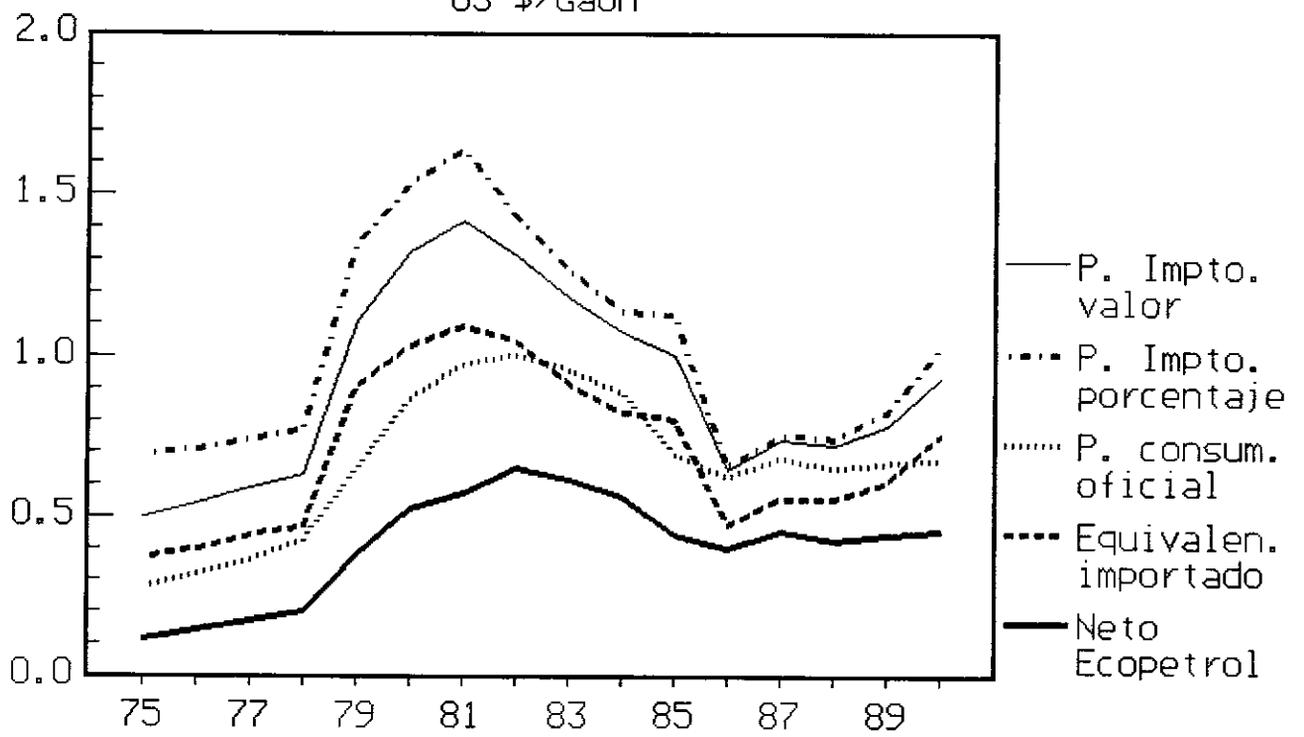
(3) Precio de venta al público de acuerdo a las resoluciones.

(4) Se calculó aplicando a (Precio importación Ecopetrol + Margen de distribución) el mismo porcentaje de impuestos observado en la serie histórica.

(5) Se calculó aplicando a (Precio importación Ecopetrol + Margen de distribución) el mismo valor de impuestos (\$/Galón) observado en la serie histórica.

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPETROL (1991)
Cálculos del autor.

Gráfico 2.2
 COMPARACION DE PRECIOS GASOLINA EXTRA
 PRECIOS AL PRODUCTOR Y AL CONSUMIDOR
 US \$/Gaón



Cuadro 2.3
COMPARACION DE PRECIOS DEL COCINOL
\$/US/Galón

| Año | Precios al productor | | | Precios al consumidor | | | | | |
|------|----------------------|--------------------------|----------|-----------------------|------------------------------------|-------------------------------|----------|----------|----------|
| | Neto ECOPETROL | Equivalente importado | Relación | Oficial | Impuesto igual en porcentaje | Impuesto igual en valor | Relación | Relación | Relación |
| | (1) | (2) | (1)/(2) | (3) | (4) | (5) | (3)/(4) | (3)/(5) | (3)/(2') |
| 1975 | 0.06 | 0.37 | 0.15 | 0.12 | 0.56 | 0.44 | 0.22 | 0.28 | 0.31 |
| 1976 | 0.07 | 0.40 | 0.16 | 0.13 | 0.58 | 0.46 | 0.22 | 0.28 | 0.30 |
| 1977 | 0.06 | 0.44 | 0.15 | 0.13 | 0.62 | 0.50 | 0.20 | 0.25 | 0.27 |
| 1978 | 0.06 | 0.46 | 0.14 | 0.12 | 0.64 | 0.52 | 0.19 | 0.23 | 0.25 |
| 1979 | 0.09 | 0.90 | 0.10 | 0.15 | 1.05 | 0.96 | 0.14 | 0.15 | 0.16 |
| 1980 | 0.11 | 1.03 | 0.11 | 0.21 | 1.14 | 1.13 | 0.18 | 0.18 | 0.18 |
| 1981 | 0.10 | 1.09 | 0.09 | 0.18 | 1.18 | 1.17 | 0.15 | 0.15 | 0.15 |
| 1982 | 0.08 | 1.04 | 0.08 | 0.15 | 1.12 | 1.11 | 0.14 | 0.14 | 0.14 |
| 1983 | 0.07 | 0.91 | 0.07 | 0.12 | 0.98 | 0.97 | 0.13 | 0.13 | 0.13 |
| 1984 | 0.05 | 0.82 | 0.06 | 0.10 | 0.87 | 0.87 | 0.11 | 0.11 | 0.11 |
| 1985 | 0.04 | 0.80 | 0.05 | 0.07 | 0.84 | 0.84 | 0.08 | 0.08 | 0.08 |
| 1986 | 0.03 | 0.47 | 0.06 | 0.05 | 0.49 | 0.49 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| 1987 | 0.02 | 0.55 | 0.04 | 0.04 | 0.57 | 0.57 | 0.07 | 0.07 | 0.07 |
| 1988 | 0.03 | 0.55 | 0.05 | 0.04 | 0.57 | 0.56 | 0.07 | 0.08 | 0.08 |
| 1989 | 0.03 | 0.60 | 0.04 | 0.06 | 0.65 | 0.64 | 0.10 | 0.10 | 0.10 |
| 1990 | 0.03 | 0.75 | 0.04 | 0.07 | 0.80 | 0.79 | 0.09 | 0.09 | 0.09 |

{1} Corresponde a producción, transporte y manejo.

{2} Precio CIF de importación + Costo de Transporte y Traslado entre puerto y planta de abasto.

{2'} Equivalente importado {2} + Márgenes de distribución.

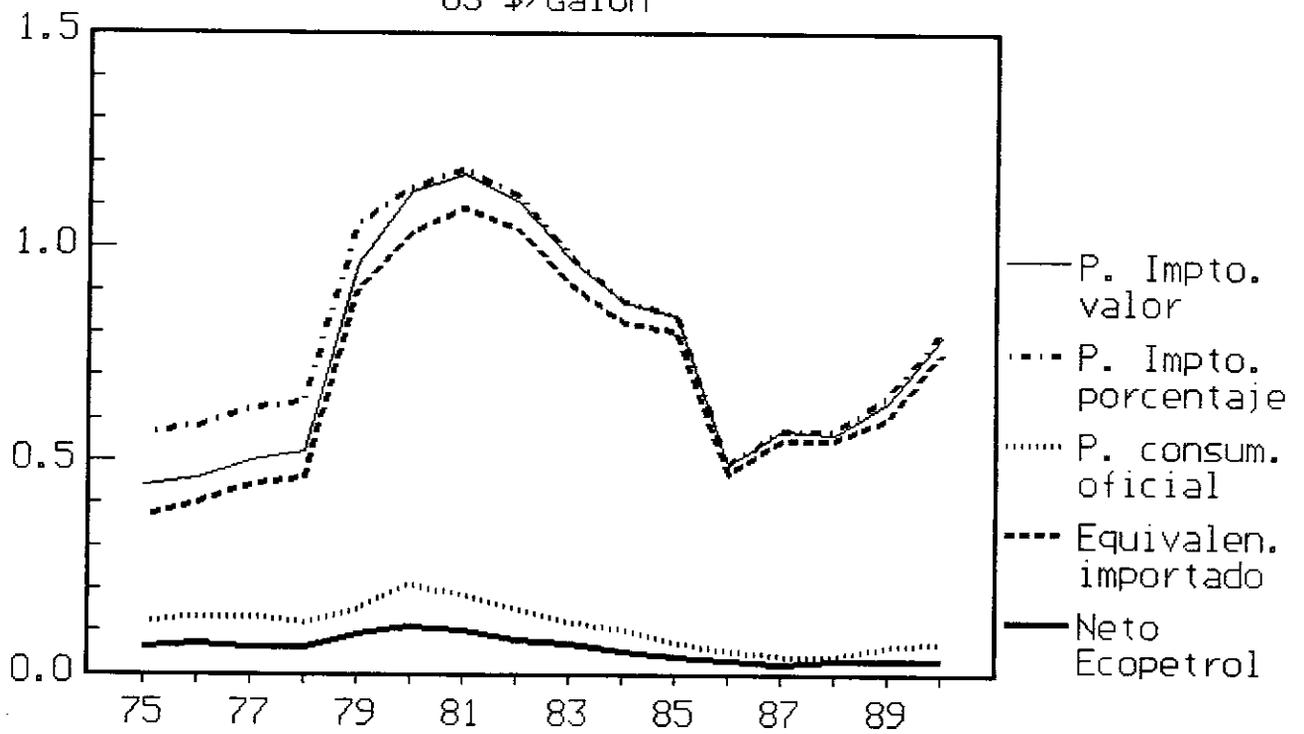
{3} Precio de venta al público de acuerdo a las resoluciones.

{4} Se calculó aplicando a {Precio importación Ecopetrol + Margen de distribución} el mismo porcentaje de impuestos observado en la serie histórica.

{5} Se calculó aplicando a {Precio importación Ecopetrol + Margen de distribución} el mismo valor de impuestos (\$/Galón) observado en la serie histórica.

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPETROL (1991)
Cálculos del autor.

Gráfico 2.3
 COMPARACION DE PRECIOS COCINOL
 PRECIOS AL PRODUCTOR Y AL CONSUMIDOR
 US \$/Galón



Cuadro 2.4
COMPARACION DE PRECIOS DEL A.C.P.M.
#US/Galón

| | Precios al productor | | | Precios al consumidor | | | | | |
|------|----------------------|--------------------------|----------|-----------------------|------------------------------------|-------------------------------|----------|----------|----------|
| | Neto ECOPETROL | Equivalente exportado | Relación | Oficial | Impuesto igual en porcentaje | Impuesto igual en valor | Relación | Relación | Relación |
| | (1) | (2) | (1)/(2) | (3) | (4) | (5) | (3)/(4) | (3)/(5) | (3)/(2') |
| 1975 | 0.07 | 0.28 | 0.23 | 0.13 | 0.39 | 0.35 | 0.33 | 0.37 | 0.41 |
| 1976 | 0.11 | 0.30 | 0.37 | 0.19 | 0.41 | 0.38 | 0.46 | 0.50 | 0.57 |
| 1977 | 0.15 | 0.34 | 0.47 | 0.26 | 0.46 | 0.43 | 0.56 | 0.59 | 0.69 |
| 1978 | 0.20 | 0.35 | 0.56 | 0.31 | 0.48 | 0.46 | 0.65 | 0.67 | 0.81 |
| 1979 | 0.33 | 0.71 | 0.47 | 0.48 | 0.91 | 0.86 | 0.52 | 0.56 | 0.64 |
| 1980 | 0.46 | 0.77 | 0.60 | 0.69 | 1.03 | 1.00 | 0.67 | 0.69 | 0.83 |
| 1981 | 0.52 | 0.95 | 0.55 | 0.81 | 1.30 | 1.24 | 0.63 | 0.65 | 0.80 |
| 1982 | 0.55 | 0.89 | 0.62 | 0.85 | 1.21 | 1.18 | 0.70 | 0.72 | 0.89 |
| 1983 | 0.55 | 0.78 | 0.70 | 0.83 | 1.07 | 1.06 | 0.78 | 0.78 | 0.98 |
| 1984 | 0.50 | 0.77 | 0.65 | 0.77 | 1.06 | 1.04 | 0.73 | 0.74 | 0.92 |
| 1985 | 0.40 | 0.74 | 0.54 | 0.61 | 0.99 | 0.95 | 0.61 | 0.64 | 0.77 |
| 1986 | 0.36 | 0.42 | 0.85 | 0.54 | 0.58 | 0.60 | 0.93 | 0.90 | 1.16 |
| 1987 | 0.35 | 0.48 | 0.72 | 0.53 | 0.66 | 0.66 | 0.80 | 0.80 | 1.01 |
| 1988 | 0.34 | 0.42 | 0.80 | 0.52 | 0.59 | 0.60 | 0.88 | 0.86 | 1.11 |
| 1989 | 0.35 | 0.53 | 0.66 | 0.53 | 0.72 | 0.71 | 0.74 | 0.75 | 0.94 |
| 1990 | 0.36 | 0.52 | 0.69 | 0.54 | 0.71 | 0.71 | 0.76 | 0.77 | 0.97 |

(1) Corresponde a producción, transporte y manejo.

(2) Precio FOB de exportación - Costo de transporte y trasiego entre refinería y puerto de exportación + Costo de transporte entre refinería y planta de abasto.

(1975-1986: se tomó el precio de "Historical Annual Petroleum Product Prices: Houston", SRI International. 1987-1990: Precios exportación de Ecopetrol).

(2') Equivalente importado (2) + Márgenes de distribución.

(3) Precio de venta de venta en planta de abasto de acuerdo a las resoluciones.

(4) Se calculó aplicando a (Precio equivalente exportado + Margen de distribución mayorista) el mismo porcentaje de impuestos observado en la serie histórica.

(5) Se calculó aplicando a (Precio equivalente exportado + Margen de distribución mayorista) el mismo valor de impuestos (US\$/Galón) observado en la serie histórica.

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPETROL (1991)
Cálculos del autor.

Gráfico 2.4
 COMPARACION DE PRECIOS DEL ACPM
 PRECIOS AL PRODUCTOR Y AL CONSUMIDOR
 US \$/Galón

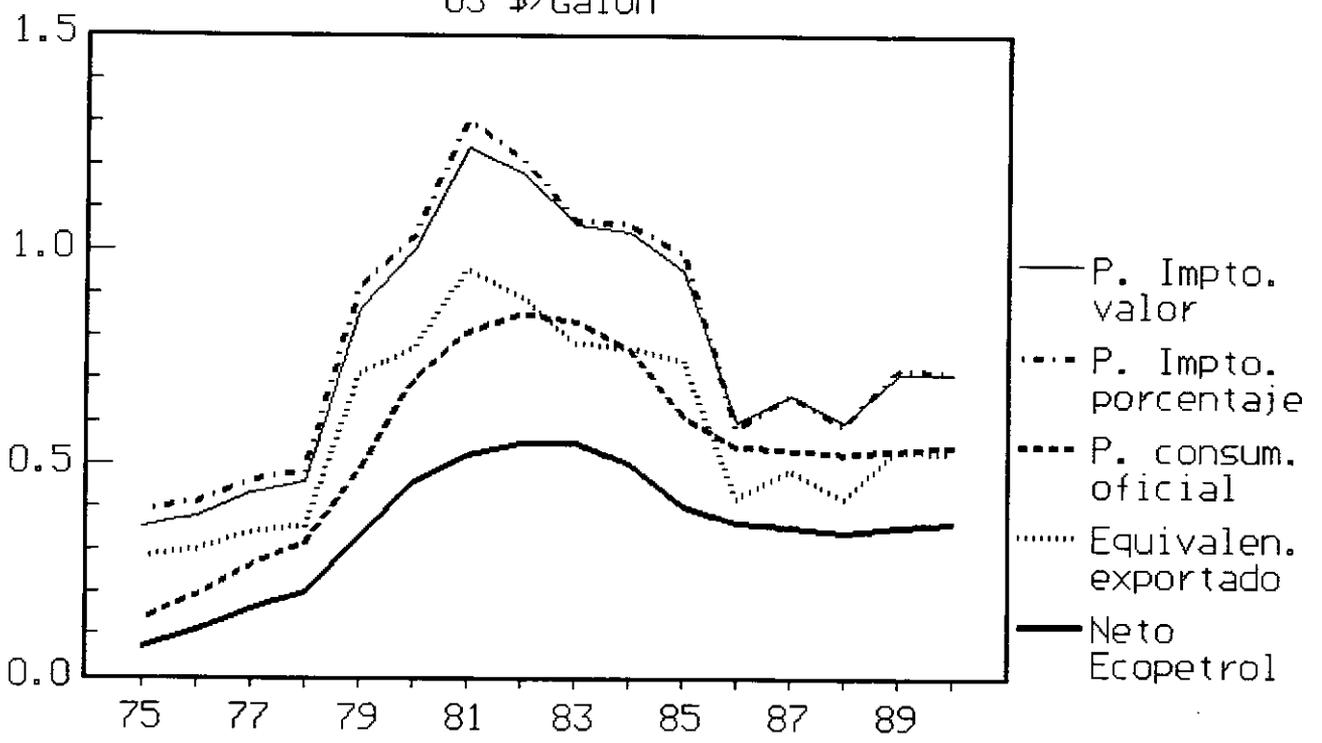
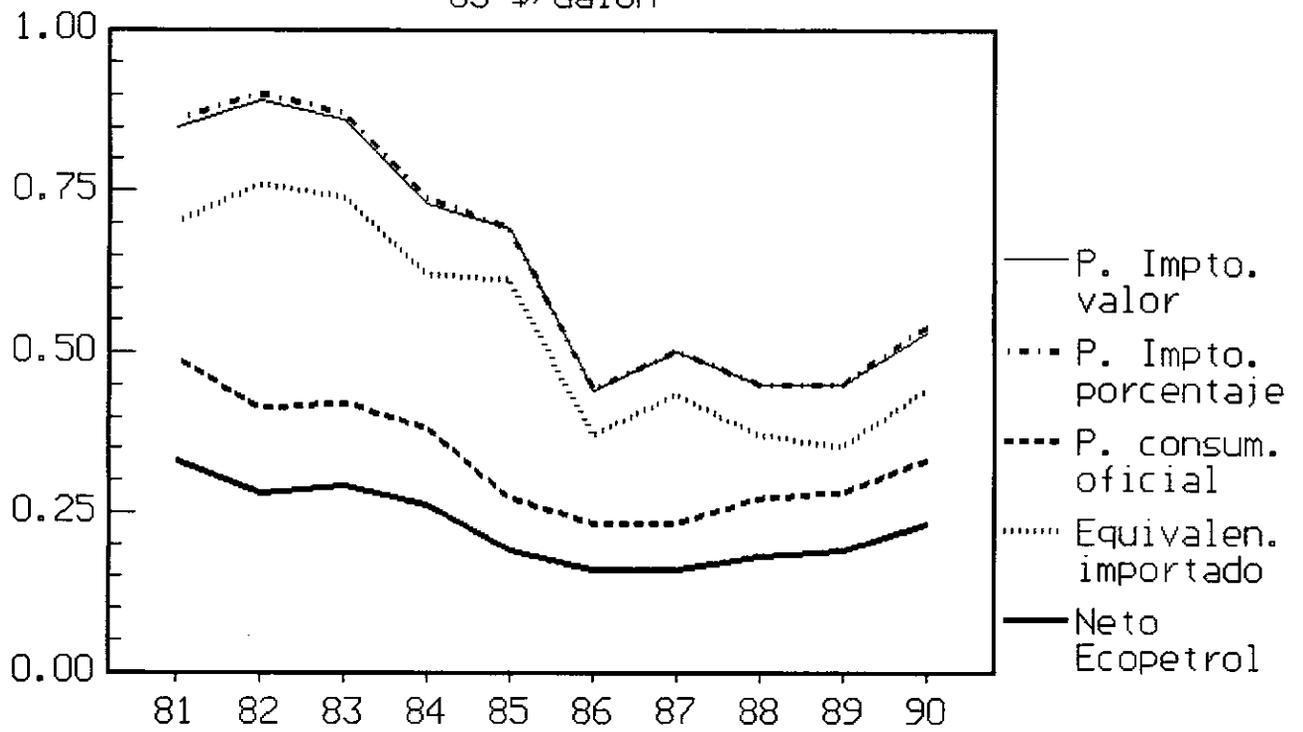


Gráfico 2.7
 COMPARACION DE PRECIOS PROPANO (GLP)
 PRECIOS AL PRODUCTOR Y AL CONSUMIDOR
 US \$/Galón



La Sección D aborda una discusión cualitativa de este tema.

B. Los impuestos a los combustibles en el contexto del financiamiento del sector transporte ¹

1. Aspectos Generales.

Desde el punto de vista del análisis microeconómico, a los usuarios de una carretera se les debe cobrar el costo marginal ocasionado por su utilización. Esta norma conduciría a cobrar exclusivamente los costos de mantenimiento necesarios para mantener la vía en buen estado y los costos asociados con una mayor congestión, si ésta existe, con la contaminación atmosférica y con el aumento en los riesgos de accidentalidad. En el último caso, la forma óptima de resolver el problema es a través de un seguro mínimo obligatorio, como se ha instituido ya en el país, de modo que este tema no será discutido. En lo que hace con la contaminación, este tema se discute en la sección siguiente. En consecuencia, esta sección se ocupa solamente de los costos de mantenimiento y de congestión.

El análisis microeconómico, en que se basan las conclusiones previas, hace abstracción de los problemas relacionados con la financiación de la inversión. Se supone, implícitamente, que ésta se puede financiar con impuestos generales sin costo alguno para la economía y la sociedad en su conjunto.

En muchos países se ha optado por la utilización del principio de "beneficio" para que sean los propios usuarios quienes, globalmente considerados, financien el conjunto o parte de las nuevas inversiones en el sector transporte. El principio de beneficio lleva, sin embargo, a que buena parte del costo de inversión de las nuevas vías, sobre todo en las ciudades, se pueda recuperar a través del sistema de valorización.

La opción de que los usuarios potenciales financien parcialmente las nuevas inversiones puede tener el inconveniente de que, en la medida en que se les grave en proporción a su uso del sistema de transporte más allá del costo marginal que ocasionan (y que es proporcional a los kilómetros recorridos, al peso del vehículo y a la congestión de las vías), se puede generar un uso sub-óptimo de la red existente.

¿Cómo cobrar de manera eficiente a los usuarios por los costos de mantenimiento, de congestión y de inversión para la expansión del sistema de transporte vial?

Existen varios impuestos vinculados con los automotores, cada uno de los cuales tiene ventajas y desventajas desde el punto de vista que nos ocupa: los impuestos a los combustibles, los peajes, los impuestos de rodamiento, los impuestos al parqueo y al tránsito por áreas específicas. A continuación se discute cada uno de ellos.

2. Peajes

El peaje tiene en general una limitación: resulta muy difícil cobrar un peaje que sea aproximadamente proporcional a los kilómetros actuales que recorre el vehículo. Para ello se requiere cobrar un peaje en cada una de las salidas sobre la base de un tiquete que marca el sitio de entrada a una vía, o varias veces a lo largo del trayecto. Salvo en autopistas interurbanas o perimetrales urbanas, con un número limitado de entradas y salidas, este proceso resulta claramente ineficiente.

¹ La discusión en ésta sección se basa, entre otras, en las siguientes fuentes:
Smith, Roger, **Motor Vehicle Taxation**, en **The Jamaican Tax Reform**, Roy Bahl, ed., 1990.
Newberry, D.M., **Charging for roads**, Research Observer, IBRD, July 1988.

En adición, tiene una dificultad considerable de control, a no ser que se usen costosos equipos electrónicos. Como una alternativa, se ha experimentado con la entrega de peajes a empresas privadas, las que con su producto se encargan de los costos de mantenimiento de una determinada carretera o autopista.

Entre las ventajas del peaje está la de que se puede graduar de acuerdo con el peso del vehículo y con el grado de congestión de la carretera específica.

Finalmente, el peaje resulta ser un mecanismo totalmente inapropiado para buscar "recuperar" el valor de inversión de la carretera o el financiamiento de nuevas inversiones. En el primer caso produciría una utilización subóptima de la carretera en cuestión; en el segundo, además, los usuarios directos de estas vías estarían pagando por nuevas inversiones que probablemente no tienen ninguna relación con ellos.

3. Impuestos a los combustibles

Los impuestos a los combustibles pueden ser un proxy apropiado de la utilización general que hace cada vehículo del sistema global de transporte vial.

Desde el punto de vista administrativo es el más fácil de cobrar, especialmente en una situación como la del país en la que existe una sola empresa, Ecopetrol, que refina derivados del petróleo y los importa. Para mantener bajos los costos administrativos y de control debe cobrarse en puerta de refinería y centro de importación, o bien en planta de abasto.

Si bien los vehículos pesados consumen más combustible por kilómetro, el costo de mantenimiento es proporcional en relación de casi diez a uno al peso del vehículo. En consecuencia, no permite discriminar suficientemente por el peso del vehículo, a no ser que se cobre diferencialmente a nivel de minorista, lo que resultaría muy difícil de administrar y controlar.

Se podría graduar según el grado de congestión de las áreas en que se vende (v.gr. en las ciudades), pero sólo de manera muy imperfecta y acudiendo a gravar las ventas en estación de servicio, lo que dificultaría su administración y control.

Para financiar inversiones tiene el inconveniente de que podría producir un desestímulo a la utilización de vías y en consecuencia generar un cierto grado de subutilización. Sin embargo, este problema sería menos grave que en el caso del peaje, que concentra el problema en unas pocas vías específicas.

Para utilizar los impuestos a los combustibles como un buen proxy por la utilización del sistema vial, y en consecuencia de sus costos de mantenimiento, habría que cobrarlos en proporción inversa a la eficiencia de los distintos combustibles (medida según el número de kilómetros por galón): más altos en el caso del diesel y la gasolina extra que en el de la gasolina regular.

Estudios recientes indican que el uso de motores diesel, con el respectivo control de emisiones de partículas suspendidas, puede aumentar su eficiencia hasta en un 45% a 55% en relación con los de gasolina. El nivel exacto depende del grado de mantenimiento. Cuando no existe buen mantenimiento de los motores diesel, en países que no tienen esta tradición, el nivel de combustión incompleta puede reducir considerablemente su eficiencia y aumentar sus niveles de emisión. El estudio de la OEA para Colombia (1987) estimaba 6 kms/galón para un bus con gasolina y 8 kms/galón para un bus con diesel.

Un estudio reciente indica que para carreteras bien pavimentadas y eficiencias del diesel 50% superiores a las de la gasolina, el impuesto correspondiente sería de 18 centavos de dólar de 1987 por galón imperial para la gasolina y 28 centavos para el diesel. Sin embargo, hace notar que los costos de mantenimiento variables son varias veces superiores en el caso de vías no pavimentadas, de modo que el cálculo del impuesto sería mayor en un país, como Colombia, con una alta proporción de su

sistema vial no pavimentado o con pavimentos deficientes ¹. (ver numeral 7 abajo).

Ahora bien, comoquiera que los costos de mantenimiento son proporcionales al peso vehicular y el peso de los vehículos a diesel tiende a ser mayor que la gasolina, habría que tomar este factor en consideración. Más aún, un gravamen inversamente proporcional a la eficiencia de los combustibles iría en contra de los efectos de contaminación (que por lo general son menores cuando la eficiencia es mayor -véase Sección C-) y de los propios ahorros en el valor de los combustibles usados, lo que puede tener especial importancia desde el punto de vista de la balanza de pagos.

Por estas razones, en ausencia de estudios más detallados al respecto, no se recomienda imponer gravámenes inversamente proporcionales a la eficiencia de los diferentes combustibles.

4. Impuestos de Rodamiento

El impuesto de rodamiento tiene la gran desventaja de que no se vincula con el grado de utilización efectivo que se hace del sistema vial, a no ser que se haga proporcional a las lecturas de kilometraje, lo que dificultaría enormemente su control. En consecuencia, no es proporcional al desgaste que se causa a las carreteras y a los costos marginales o incrementales que ocasiona. Se puede graduar de manera burda con el nivel de congestión (diferencial por ciudades), pero ello dificulta su administración y control. Como ventaja, se puede graduar bien con el peso de los vehículos y, en consecuencia, resulta un complemento útil a los impuestos a los combustibles.

Por el contrario, el impuesto al rodamiento puede resultar más apropiado para el financiamiento de la inversión, por cuanto este gravamen, precisamente por no estar vinculado con el grado efectivo de utilización de las vías no causaría subutilización. Más aún, como puede influir según su nivel en la cantidad disponible de autos (suponiendo que los impuestos a los combustibles y los peajes cubran los costos de mantenimiento) de alguna forma permite graduar las necesidades de expansión del sistema vial. Vale decir, un impuesto de rodamiento más alto, simultáneamente implica menores necesidades de expansión de vías y mayores recursos para financiarlos.

Por razones similares los impuestos a la venta de vehículos pueden considerarse como otra alternativa para contribuir al financiamiento de la inversión en vías. No obstante, para este propósito resultan inferiores al impuesto de rodamiento, comoquiera que las necesidades de expansión del sistema vial guardan una mayor relación con los cambios en el parque en circulación (adiciones y retiros) y no solamente con las adiciones, y que el impuesto de rodamiento se puede ir ajustando de manera más flexible a las necesidades estimadas, a diferencias en necesidades en diferentes regiones, etc.

Por demás, el impuesto de rodamiento tiene otras dos ventajas:

1. Es relativamente fácil de administrar: el impuesto se paga una vez al año y el carro que no lleve la demostración de su pago no puede circular;
2. Permite también graduarlo con otras consideraciones de carácter distributivo y de contaminación (distributivo, según el valor de los vehículos; contaminación, según los efectos diferenciales que pueda causar cada tipo de vehículo -ver sección C-).

5. Impuestos al parqueo y a la circulación por áreas específicas

Los impuestos al parqueo y a la circulación por áreas específicas están algo más relacionados que el de rodamiento con el uso efectivo del sistema vial, aunque de manera muy imperfecta.

Estos impuestos han sido diseñados más bien con el fin de controlar la congestión, en especial en las áreas centrales de las ciudades, y están siendo utilizados cada vez más con ese propósito. En consecuencia, deben cargarse en adición a los impuestos que tengan como fin hacer sentir al usuario los costos de mantenimiento.

¹ Véase Smith, op. cit., p. 568

Al igual que el de rodamiento, resultan más apropiados, en términos relativos a los otros impuestos, para financiar la inversión que el mantenimiento. Más aún, desde un punto de vista teórico, un impuesto perfecto a la congestión produciría exactamente los recursos necesarios para la expansión óptima del sistema vial, ya que se igualaría el costo marginal de aumentos en capacidad con el costo marginal de no aumentarla. Este argumento indica que los impuestos al parqueo y al tránsito por zonas en las ciudades deberían ser suficientemente altos como para sufragar la mayor parte de las inversiones del plan vial urbano.

6. Síntesis: la estructura óptima de las cargas a usuarios de carreteras.

En síntesis, desde el punto de vista del financiamiento de costos de mantenimiento, la figura óptima es en algunos casos el peaje (autopistas interurbanas y vías perimetrales, de alta velocidad y larga distancia, con pocas entradas y salidas) y, de resto, los impuestos a los combustibles, complementado con un impuesto de rodamiento que discrimine según peso vehicular.

Los de parqueo y circulación tienen como propósito controlar la congestión en áreas específicas y, por tanto, deben cobrarse en adición a los que permitan financiar el mantenimiento.

Desde el punto de vista del financiamiento de la inversión, los más apropiados serían, en su orden, los impuestos al parqueo y al tránsito por zonas específicas (i.e. los impuestos por congestión), las contribuciones por valorización, los impuestos de rodamiento y, por último, los impuestos a la venta de vehículos. Los menos indicados para este fin son los impuestos a los combustibles y, especialmente, los peajes, excepto cuando existan altos niveles de congestión.

7. Cálculos

En consecuencia de lo anterior, en esta sección se presentan estimativos de los costos de mantenimiento del sistema vial y de la forma como podrían ser cubiertos por peajes e impuestos a los combustibles. Del ejercicio se obtiene un rango razonable para la parte del impuesto a la gasolina, el diesel y el GNC que corresponde a un concepto de "road users charges". Los estimativos se han obtenido de la División de Transporte del Departamento Nacional de Planeación.

El cuadro 2.8 presenta la ejecución presupuestal del Fondo Vial y del Fondo Nacional de Caminos Vecinales entre 1980 y 1989 en pesos corrientes y deflactados por un índice de costos de construcción de carreteras. Extractando de ellos las filas que corresponden a Conservación, Rehabilitación y Gastos Operativos de los distritos se obtiene el estimativo de gastos de mantenimiento incluido en la columna 2 del Cuadro 2.9 y que se tomará como los recursos mínimos que deben destinarse a este fin. Como se observa, las cifras ascienden a 110.000 o 120.000 millones de pesos de 1991 para estas dos entidades.

La columna 1 presenta un cálculo de necesidades, estimado con base en los siguientes parámetros:

- 1) Gastos de 70 a 80 millones de pesos por km para rehabilitación de vías pavimentadas cada diez años (se toma el 10% de los km pavimentados y se multiplica por esta cifra).
- 2) El otro 90% de las vías pavimentadas requiere un gasto de mantenimiento anual de 5 millones\$ por km.
- 3) Las vías no pavimentadas requieren un gasto de mantenimiento de 4 millones\$ por km.

Estos estimativos toman en cuenta el hecho de que los costos de mantenimiento por vehículo son mayores en vías no pavimentadas, pero el volumen total del tráfico es considerablemente menor. El resultado arroja cerca de 200.000 millones de \$ de 1991, casi el doble de lo ejecutado. Esta cifra se toma como un tope máximo, ya que una asignación semejante tendría que ser sometida a una evaluación beneficio costo rigurosa.

El cuadro 2.9 presenta también los estimativos correspondientes a carreteras departamentales y a las vías de la ciudad capital en 1986 y 1987. Suponiendo que Bogotá representa una tercera parte de la ejecución y las necesidades urbanas, y sumando estas cifras con las anteriores,

Cuadro 2.8
EJECUCION PRESUPUESTAL 1980-1989
(millones de pesos constantes de 1990)

A. FONDO VIAL NACIONAL

| | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 |
|-------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Construcción y Reconstrucción | 78,671 | 87,439 | 63,540 | 48,295 | 38,306 | 32,241 | 29,186 | 47,163 | 63,120 | 74,792 |
| Pavimentación | 15,175 | 8,487 | 9,682 | 9,105 | 10,740 | 12,499 | 11,230 | 18,918 | 16,547 | 19,783 |
| Rehabilitación | 36,071 | 35,117 | 34,458 | 33,764 | 29,096 | 34,042 | 28,868 | 27,018 | 37,712 | 36,959 |
| Estudios | 3,374 | 5,129 | 4,467 | 2,322 | 3,947 | 2,318 | 2,349 | 3,570 | 1,151 | 2,059 |
| Equipos | 3,757 | 4,769 | 23,139 | 10,293 | 2,750 | 5,323 | 2,417 | 1,377 | 6,617 | 3,625 |
| Seguridad Vial | 493 | 463 | 469 | 578 | 1,090 | 3,316 | 907 | 1,307 | 2,845 | 2,571 |
| Conservación | 8,919 | 18,806 | 18,142 | 20,101 | 15,501 | 12,157 | 10,916 | 13,839 | 14,720 | 16,635 |
| Gastos operativos Distritos | 35,460 | 39,616 | 33,526 | 32,984 | 31,274 | 29,215 | 25,016 | 23,974 | 23,974 | 22,824 |
| Navegación y Puertos | 6,343 | 12,569 | 15,788 | 13,369 | 19,040 | 11,652 | 10,895 | 9,273 | 7,565 | 8,099 |
| Servicio de la deuda | 1,241 | 740 | 538 | 6,148 | 5,673 | 9,438 | 14,619 | 32,265 | 46,773 | 29,881 |
| Funcionamiento y Otros | 10,272 | 13,643 | 12,000 | 8,744 | 10,337 | 9,616 | 8,737 | 26,521 | 26,742 | 28,997 |
| TOTAL | 199,722 | 226,779 | 215,750 | 185,704 | 167,753 | 161,816 | 145,140 | 205,224 | 247,672 | 246,295 |

B. FONDO NACIONAL DE CAMINOS VECINALES

| | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Funcionamiento | 4,293 | 3,626 | 3,156 | 3,972 | 3,677 | 3,477 | 3,161 | 3,462 | 3,415 | 3,817 |
| Inversión en Vías | 25,863 | 22,034 | 25,053 | 30,042 | 22,134 | 18,633 | 26,228 | 44,177 | 32,227 | 32,068 |
| Servicio de la deuda | 283 | 236 | 370 | 443 | 874 | 1,919 | 2,857 | 5,927 | 6,357 | 7,617 |
| TOTAL | 30,439 | 25,896 | 28,579 | 34,456 | 26,685 | 24,029 | 32,246 | 53,565 | 41,999 | 43,501 |

1/ Deflactor: Índice costos construcción de carreteras

Fuente: Estados Financieros 1980 (Sin FNCV), 1981 a 1989. Para funcionamiento Informe Financiero Contraloría 1980-1989 Fondo Nacional de Caminos Vecinales 1986-1990. 30 años.

Cuadro 2.9
REQUERIMIENTOS DE CONSERVACION Y RECURSOS APLICADOS
 (millones de pesos de 1991)

A. FONDO VIAL NACIONAL

| | Requerimientos Conservación Rehabilitación | Aplicación Conservación Rehabilitación | Faltante |
|------|--|--|----------|
| 1985 | 169,651 | 98,038 | 71,612 |
| 1986 | 172,262 | 84,204 | 88,022 |
| 1987 | 173,747 | 84,280 | 89,467 |
| 1988 | 169,550 | 99,087 | 70,462 |
| 1989 | 173,649 | 99,434 | 74,214 |
| 1990 | 173,539 | 91,960 | 81,579 |

B. FONDO NACIONAL DE CAMINOS VECINALES

| | Requerimientos Conservación | Aplicación Conservación | Faltante |
|------|--------------------------------|----------------------------|----------|
| 1985 | 34,958 | 6,514 | 28,444 |
| 1986 | 35,234 | 5,647 | 29,587 |
| 1987 | 35,853 | 9,580 | 26,273 |
| 1988 | 36,384 | 9,600 | 26,784 |
| 1989 | 36,873 | 18,547 | 18,327 |
| 1990 | 37,171 | 7,674 | 29,497 |

C. DEPARTAMENTOS, INTENDENCIAS Y COMISARIAS

| | Requerimientos Conservación | Secretaría de Obras Departamentales | Faltante |
|------|--------------------------------|--|----------|
| 1986 | 89,345 | 54,947 | 34,398 |
| 1987 | 92,760 | 63,238 | 29,522 |

D. SANTAFE DE BOGOTA D.C.

| | Requerimientos Conservación | Secretaría de Obras | Faltante |
|------|--------------------------------|------------------------|----------|
| 1986 | 13,835 | 1,457 | 12,378 |
| 1987 | 14,250 | 5,199 | 9,051 |

Fuente: Departamento Nacional de Planeación

se obtendría un mínimo de costos anuales de mantenimiento (ejecutado) del orden de 200.000 millones de pesos de 1991 y un máximo (requerimientos) del orden de 340.000 millones de pesos de 1991.

El Cuadro 2.10 presenta la evolución de ingresos del Fondo Vial Nacional y el Fondo Nacional de Caminos Vecinales. Como se observa la suma de ingresos de peaje e impuesto a los combustibles llegó a los 210.000 millones de pesos en 1990 (estimado de 270.000 millones de pesos en 1991), de los cuales el 78.5% corresponde al impuesto a los combustibles.

En estas condiciones, la suma de estos dos rubros supera a las necesidades mínimas de gastos de mantenimiento (lo ejecutado) pero tendría que incrementarse en un 26% en términos reales para ser equivalente a los requerimientos estimados. El aumento real en el impuesto a los combustibles estaría entre 26% y 33%, según que el incremento requerido provenga de ambas fuentes, en proporción a su participación actual, o en su totalidad de aumentos en los impuestos a los combustibles.

Los resultados de las simulaciones 1 y 2 (sección A) superan, respectivamente, los requerimientos máximos y mínimos del financiamiento de los costos totales de mantenimiento del sistema vial.

C. IMPUESTOS A LOS ENERGETICOS POR CONTAMINACION

1. Introducción

El consumo y la utilización de energéticos constituye la mayor fuente de contaminación atmosférica. El problema está vinculado principalmente con el uso de combustibles fósiles que genera emisiones de dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido y monóxido de carbono (CO₂ y CO) y compuestos orgánicos volátiles (con frecuencia llamados simplemente "hidrocarburos"). Existen, además, problemas vinculados con el uso de aditivos, tales como el plomo que se añade a la gasolina para mejorar su octanaje.

El nivel de emisiones contaminantes depende de:

- a. El consumo total de energía;
- b. Los energéticos utilizados (la energía eléctrica y el gas natural son más "limpios" que otros energéticos);
- c. Sus características (gasolina con o sin plomo; carbón y combustóleo altos o bajos en azufre, etc.);
- d. La eficiencia de los procesos de utilización (mayor o menor uso de energéticos para un mismo consumo de energía "útil");
- e. La utilización de dispositivos especiales que reducen el nivel de emisiones contaminantes (convertidores catalíticos en los automotores, chimeneas altas, etc).

En otras palabras, el nivel de emisiones contaminantes se puede reducir si:

1. Se reduce el nivel de intensidad energética -a y d- (conservación);
2. Se utilizan energéticos menos contaminantes -b y c- (sustitución);
3. Se utilizan aparatos y procesos que disminuyen la emisión de contaminantes, para un mismo nivel de utilización de energéticos -e-;

La primera opción busca reducir la relación "uso de energía/ desarrollo económico"; las otras dos buscan reducir la relación "daño ambiental/ uso de energía".

Cuadro 2.10
 INGRESOS FONDO VIAL NACIONAL Y FONDO NACIONAL DE CAMINOS VECINALES
 (millones de pesos de 1991)

| | Impuesto Combustibles | Peaje | Otros Ingresos FVN | Otros Ingresos FNCV | O. Aportes Presupuesto Nacional | Crédito | Total |
|------|--------------------------|--------|--------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---------|---------|
| 1985 | 154,897 | 19,327 | 3,424 | 3,194 | 13,694 | 53,873 | 248,408 |
| 1986 | 144,655 | 19,537 | 3,187 | 2,454 | 12,059 | 60,374 | 242,265 |
| 1987 | 151,316 | 29,520 | 5,353 | 2,258 | 46,161 | 77,845 | 312,453 |
| 1988 | 159,737 | 40,213 | 55,890 | 1,608 | 33,471 | 86,521 | 377,440 |
| 1989 | 160,290 | 38,114 | 9,724 | 6,007 | 20,933 | 62,970 | 298,038 |
| 1990 | 164,867 | 44,751 | 15,496 | 1,580 | 15,903 | 44,400 | 286,996 |

Fuente: Departamento Nacional de Planeación

La política de precios e impuestos a los energéticos puede tener efectos sustanciales sobre el nivel de contaminación afectando tanto la intensidad de uso de energéticos, como la sustitución a favor de combustibles más limpios. Sin embargo, no tiene efectos sobre la emisión de contaminantes producida a partir de un determinado uso de energéticos (punto 3 arriba) y puede no ser la forma más efectiva de conseguir determinados ahorros o sustituciones (en comparación con el uso de determinadas regulaciones o impuestos al uso de ciertos equipos y procesos). Por consiguiente, la utilización de impuestos o tasas por contaminación proporcionales al consumo de los diferentes energéticos no necesariamente es la forma más eficiente de abordar el problema de la contaminación atmosférica; por lo menos, resulta claro que se necesitan acciones complementarias que puedan afectar el nivel de contaminantes emitidos por la utilización de un mismo combustible.

En el mediano plazo, una vez agotadas las opciones más eficientes disponibles de conservación y sustitución, se puede esperar una mayor y más eficiente reducción de contaminación mediante el desarrollo de tecnologías que reduzcan las emisiones para un mismo nivel de uso de los energéticos. A corto plazo, incluso, ésto es lo que ha sucedido con el uso de chimeneas altas, los procesos de desulfurización y los convertidores catalíticos, que han permitido reducir de manera notable las emisiones de SO₂, NO_x y compuestos orgánicos volátiles en los países industrializados. Se piensa, sin embargo, que solamente la sustitución de combustibles fósiles por formas más limpias de energía (energía solar, hidrógeno, automóviles impulsados por energía eléctrica, producida a su vez por energía solar o nuclear¹), en el largo plazo, permitirá reducir de manera notable las emisiones de CO₂ y CO.

La prioridad de las opciones de política puede ser diferente para los países desarrollados y los países en desarrollo. De una parte, en los segundos existen más opciones económicamente eficientes de conservación y sustitución aún no aprovechadas. De otra, las innovaciones tecnológicas para reducir la contaminación se generan en los primeros, de modo que son ellos los que requieren con mayor urgencia políticas que las estimulen. Para los países en desarrollo, al menos por un tiempo, puede ser suficiente con adoptar disposiciones que garanticen la utilización de las opciones eficientes ya desarrolladas y probadas en los países desarrollados.

En otras palabras, la "mezcla" ("mix") de políticas óptimas puede variar, siendo relativamente más importantes en los países en desarrollo las relacionadas con la conservación y sustitución de energéticos y, por tanto, adquiriendo una mayor importancia relativa la política de precios e impuestos a los energéticos (sus niveles y estructura) e incluso, en algunos casos, subsidios como los requeridos para sustituir el uso de la leña.

El numeral 2, a continuación, presenta una discusión del poder contaminante de los distintos energéticos y las sustituciones que podrían tener un mayor efecto en esta materia.

El numeral 3 presenta una breve referencia a las políticas utilizadas en los países desarrollados.

El numeral 4 aborda el análisis teórico de las medidas más eficientes para el control de la contaminación atmosférica y ubica en este contexto la conveniencia de imponer gravámenes o tasas especiales por contaminación a la utilización de los distintos energéticos.

2. El poder contaminante de los distintos energéticos y las opciones de conservación y sustitución

El cuadro 2.11 presenta una clasificación cualitativa del potencial de concentración de emisiones atmosféricas asociado con la utilización de distintos energéticos. El cuadro 2.12 incluye estimaciones cuantitativas preliminares de las emisiones promedio de algunos energéticos.

Como se observa en el cuadro, los energéticos más contaminantes utilizados, o potencialmente utilizables en Colombia son, en su orden:

¹ Aunque en este caso existen problemas ambientales severos asociados con la disposición de desechos.

Cuadro 2.11
 GENERACION DE CONTAMINANTES ATMOSFERICOS

| | TSP | CO | SO2 | NOx | HC | VOCs | Metales |
|-------------------|-----|----|-----|-----|----|------|---------|
| HidroElectricidad | - | - | - | - | - | - | - |
| Gas Natural | B | B | B | A | B | B | - |
| Metanol | B | B | B | A | B | B | - |
| Etanol | B | B | B | A | A | A | - |
| Gasolina | B | A | B | A | A | A | B |
| ACPM | A | A | A | B | A | B | A |
| Carbón (Bajo % S) | A | A | B | B | A | B | A |
| Carbón (Alto % S) | A | A | A | B | A | B | A |
| Crudo Castilla | A | A | A | B | A | B | A |

- ninguna emisión atmosférica

B bajo concentración en emisiones atmosféricas

A alta concentración en emisiones atmosféricas

Fuente: Ernesto Sanchez Triana

Cuadro 2.12

EMISION DE CONTAMINANTES

| Combustible | Toneladas emitidas por unidad | | | | | Unidades |
|-------------------|-------------------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|----------|
| | Particulas | COx | SO2 | NOx | HC | |
| Gas Natural | $4.5 \cdot 10^{-12}$ | $7.6 \cdot 10^{-16}$ | $2.7 \cdot 10^{-12}$ | $3.15 \cdot 10^{-10}$ | $3.5 \cdot 10^{-12}$ | BTU |
| Combustóleo | $3.9 \cdot 10^{-9}$ | $1.4 \cdot 10^{-11}$ | $5.54 \cdot 10^{-9}$ | $1.5 \cdot 10^{-8}$ | $7 \cdot 10^{-11}$ | Kcal |
| Crudo de Castilla | $3 \cdot 10^{-7}$ | $7.2 \cdot 10^{-8}$ | $4.2 \cdot 10^{-8}$ | $1.26 \cdot 10^{-8}$ | $1.2 \cdot 10^{-8}$ | Kcal |
| Carbón+ | $8.9 \cdot 10^{-7} \%A$ | $1.8 \cdot 10^{-10}$ | $2.1 \cdot 10^{-8} \%S$ | $9.9 \cdot 10^{-7}$ | $1.8 \cdot 10^{-10}$ | Kcal |
| Hidroelectricidad | --- | --- | --- | --- | --- | |
| Gasolina | 0.34g/km | 30g/km | 1.7g/km | 13g/km | 6.3g/kg | |

* %A: porcentaje de cenizas

* %S: porcentaje de azufre

Fuente: Mimeo, Ernesto Sanchez Triana.

- 1o. Leña y otras formas de biomasa (bagazo);
- 2o. Crudo Castilla;
- 3o. Carbones y combustóleo de alto contenido de azufre;
- 4o. Carbones y combustóleo de bajo contenido de azufre;
- 5o. Derivados medios del petróleo: ACPM, Diesel y Kerosene;
- 6o. Gasolina con plomo;
- 7o. Gasolina sin plomo;
- 8o. Gas licuado de petróleo (propano y butanos);
- 9o. Etanol;
- 10o. Metanol y gas natural;
- 11o. Electricidad;
- 12o. Fuentes no convencionales (solar, eólica).

En principio, entonces, un impuesto a la utilización de combustibles que corresponda a sus efectos contaminantes debería ser decreciente con el orden anterior. Debe señalarse la imposibilidad administrativa de aplicar un impuesto al consumo de leña y biomasa y las dificultades que entrañaría aplicarlo al consumo de carbón, comoquiera que de ninguna manera debería aplicarse a los carbones exportados. En el caso de la leña y la biomasa habría que intentar sustituirlos por otros energéticos mediante una política de subsidios específicos (ver abajo).

Se debe tener presente, además, el efecto contaminante de la producción de algunos de estos energéticos. Así, por ejemplo, si bien el consumo de energía eléctrica produce muy poca contaminación, la generación de energía eléctrica a partir de carbón, combustóleo o ACPM, puede tener un altísimo efecto contaminante, a no ser que se utilicen dispositivos (chimeneas altas) y procesos especiales (combustión de lecho fluidizado). Por el contrario, los efectos contaminantes de la producción de energía eléctrica a partir de hidroelectricidad son muy bajos, a no ser que se presenten efectos ambientales complejos vinculados con la presencia de grandes embalses. La producción de carbón y petróleo pueden tener también efectos ambientales significativos.

A continuación se señalan las principales opciones de sustitución por sectores de uso.

a. Sector Residencial

Desde el punto de vista de la contaminación atmosférica, los combustibles óptimos para consumo residencial serían, en su orden, energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo (GLP). Los más inconvenientes serían, en su orden, leña; carbón mineral y vegetal; combustóleo y petróleo crudo; ACPM y gasolinas (cocinol). La sustitución de leña, carbón, combustóleo y gasolinas por GLP y, especialmente por gas natural, tendría efectos muy positivos tanto desde el punto de vista de la eficiencia económica como de la conservación ambiental.

Conviene subrayar el altísimo poder contaminante de la utilización de la leña en el sector residencial. Se estima que su combustión incompleta en procesos de cocción de alimentos genera 17 contaminantes distintos, entre los cuales se encuentran 14 cancerígenos; el potencial cancerígeno de estas emisiones es 50 veces superior al generado por emisiones de hidrocarburos en combustiones no completas de combustibles fósiles. Un Kg. de leña consumida produce 2.4 gms. de partículas, 6.7 gms. de compuestos orgánicos volátiles y 22 gms. de monóxido de carbono. Esto sin contar con los efectos ambientales negativos asociados con la deforestación que produce el uso masivo de leña para fines energéticos.

En otras palabras, tiene una enorme importancia sustituir el consumo de leña, tanto en el sector urbano como en el sector rural. En el caso del sector rural, existen algunas opciones de fuentes no convencionales (energía solar, eólica, biogas, etc). Sin embargo, de manera masiva, los principales efectos se encuentran si se sustituye la leña por utilización de energía eléctrica, gas licuado de propano o kerosene, en su orden. Desde el punto de vista ambiental se justificaría la aplicación de programas de sustitución subsidiados, ya que no se puede gravar el uso de leña e, incluso, su utilización está vinculada con la prevalencia de ingresos bajos en ciertas capas de la población.

Subsidiar el kerosene, sin embargo, puede estimular su mezcla con diesel, especialmente si se mantienen impuestos altos sobre este último producto, como ha sucedido en países como India. Más viable parecería un programa de subsidio al gas propano vendido en cilindros de alta seguridad y bajo volumen, destinado exclusivamente al sector rural y, quizás, a algunos barrios marginales urbanos. Resulta prioritario estudiar en detalle el diseño óptimo y la viabilidad administrativa de un programa semejante.

En cuanto al cocinol, ante el excesivo subsidio actual, se presenta el problema de que el único combustible que se puede ofrecer a un precio no subsidiado y que no exige un incremento en la factura energética de más del 400% es el gas natural. De modo que solamente en la medida en que se de pleno suministro de gas natural en la ciudad de Bogotá será posible eliminar totalmente el consumo de cocinol. Además parece conveniente otorgar subsidios en las conexiones a viviendas de clases de ingresos bajos, e inclusive temporalmente en el precio del gas, con el objeto de estimular esa sustitución. Lo mismo se podría hacer con distribución de gas propano en aquellos pueblos en donde ya se estableció un cierto nivel de consumo de cocinol.

b. Industria y energía eléctrica

En el sector industrial, el patrón óptimo de consumo de combustibles desde el punto de vista de la contaminación atmosférica sería el siguiente, en su orden: energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo. Por el contrario, en su orden, los más contaminantes serían:

- 1o. Biomasa;
- 2o. Crudo de Castilla;
- 3o. Combustóleo y carbón;
- 4o. ACPM;
- 5o. Naftas industriales.

El orden es similar para la producción de energía eléctrica.

El cambio más significativo en estas áreas tiene que ver con las nuevas turbinas de ciclo combinado de gas y los procesos de cogeneración. Estas turbinas producen 99% menos SOx, 80% menos NOx y cerca de 40% menos CO2 que una planta térmica a carbón, aparte de ser más baratas, más fáciles y rápidas de construir y no sufrir de diseconomías de escala. Los procesos de privatización y las dificultades financieras de las empresas públicas del tercer mundo conducen hoy a un incremento sustancial del uso del gas en la generación de energía eléctrica en todas las áreas del mundo. Al contrario de lo que se pensaba hace diez años, se espera que en la próxima década en Europa apenas un 10% de la nueva capacidad de generación será a carbón.

c. Sector Transporte

Los automotores ocasionan a nivel mundial cerca de la mitad de las emisiones de óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles y la mayor parte de las de monóxido de carbono. A medida que las disposiciones sobre generación de energía eléctrica y la gran industria han venido reduciendo su aporte de contaminantes, la generada por los automotores ha venido creciendo en términos relativos.

En lo que hace al sector transporte, el nivel de contaminación más bajo se encontraría utilizando gas natural comprimido. En primer lugar, por cuanto genera menos óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos precursores del smog fotoquímico, en comparación con la gasolina. Pero, en segundo lugar, por cuanto reducen el deterioro de los motores y las bujías y aumentan la vida útil de los aceites lubricantes. En este caso también coinciden las consideraciones económicas con las ambientales. Varios países, entre ellos Canadá, Australia, Nueva Zelanda, Holanda y Argentina están utilizando cuantías crecientes de GNC en las flotas de transporte público.

La segunda sustitución más conveniente desde el punto de vista de contaminación ambiental, está constituida por la utilización de alcoholes. Si bien, como se señala en el cuadro, el metanol es menos contaminante que el etanol, hasta el momento no existen automóviles que puedan

utilizar únicamente metanol sino mezclado con gasolina ¹. El metanol, además, es muy tóxico y reduce la eficiencia del motor. En contraste, existen automóviles que utilizan hasta en un 100% etanol. Brasil ha usado intensivamente esta opción.. A los precios internacionales actuales de la gasolina, sin embargo, no son una opción competitiva desde el punto de vista económico.

La tercera sustitución más conveniente desde el punto de vista ambiental sería hacia el gas licuado de petróleo. Esta opción se utiliza en varios países para vehículos de transporte público.

En lo que hace a la comparación de la utilización de gasolina y diesel, el cuadro 2.11 permite observar cómo con el diesel se reducen las emisiones de NOx, VOCs y plomo, pero aumenta en general la de metales, azufre y TSP. No obstante, se deben tomar en cuenta las diferencias de eficiencia, ya que se requiere una menor cantidad de diesel que de gasolina por Km recorrido como ya se indicó. Debido a este último factor, la utilización de diesel reduce las emisiones de CO2 y CO, en comparación con el uso de gasolina

Hasta hace poco los diferenciales de precio y la legislación ambiental tendían a favorecer la utilización de motores diesel, en especial en los países europeos y del tercer mundo.

Sin embargo, recientemente el mayor énfasis en control de emisiones de NOx está afectándolos negativamente, comoquiera que los convertidores catalíticos de triple acción no se ajustan económicamente a los motores diesel.

3. Utilización de impuestos diferenciales en distintos países

Pocos países desarrollados utilizan de manera general impuestos diferenciales a los energéticos según su poder contaminante. Hasta ahora solamente los países del Norte de Europa (Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca y Holanda) han adoptado un "impuesto al carbono" (carbon tax) proporcional al contenido de carbono de todos los combustibles fósiles. La CEE ha estado estudiando la posibilidad de generalizar este impuesto a toda la comunidad para contribuir al control de emisiones de CO2 en la que se han comprometido ya los miembros de esa organización. Este esfuerzo forma parte de un proceso más amplio de armonización de impuestos a los combustibles (Plan Scribner) que se hace necesario con la conformación de un mercado único.

Los estudios vinculados con este tema sugieren que para tener un impacto significativo en la reducción de emisiones de CO2, y en consecuencia para mantener bajo control el efecto de invernadero y calentamiento global del clima, se requeriría un gravamen muy alto: por lo menos de 50 y hasta 215 a 300 dólares por tonelada de carbono para provocar una reducción del 20% hasta el año 2010 y estabilizar posteriormente las emisiones de CO2. Los impuestos a la gasolina en algunos países europeos son ya hoy equivalentes a 200 dólares por tonelada de carbono. No obstante, en otros países como Canadá y EEUU se haría necesario más que duplicar el precio de la gasolina. El efecto sobre el precio del carbón sería dramático y su consumo en la OECD se reduciría en más del 25% ²

Impuestos de este monto se convertirían en una parte central del sistema fiscal. De hecho, se especula ya con la posibilidad de que en el futuro los impuestos a la contaminación sustituyan en parte otros impuestos (como los impuestos a la nómina o a la renta de las empresas) con grandes ganancias de eficiencia económica, comoquiera que se estaría desgravando el trabajo y la inversión, que generan riqueza y bienestar, para cobrar un costo social que los destruye, como es la contaminación.

Hoy por hoy es más usual la utilización de impuestos (o precios) diferenciales con respecto a algunos contaminantes específicos: tal es el caso de la gasolina con o sin plomo en Japón y Europa (Canadá usa prohibiciones y los EEUU un sistema con permisos negociables).

¹ Hasta hace poco con un máximo de participación del orden del 20%; sin embargo, ARCO acaba de anunciar una nueva mezcla de 85% metanol y 15% gasolina.

² Según estimativos de la OECD, **Economic Instruments for Environmental Protection**, París, 1989.

Lo mismo sucede con las emisiones de dióxido de azufre. Así, por ejemplo, en Suecia se cobra un impuesto de US \$5 por tonelada de cada 0.1% azufre incremental en cochadas de gasolina que excedan al 0.1%.

Otros países utilizan la fijación de estándares y sanciones para limitar las emisiones de SO₂ y NO_x. Los EEUU introdujeron en 1990 el sistema de permisos negociables para emisiones de SO₂ y NO_x por parte de las plantas eléctricas y otros grandes contaminadores. El sistema puede funcionar con alguna dificultad en el caso de las generadoras de electricidad por cuanto son monopolios regulados a los que se permite pasar todo aumento de costos a los usuarios.

En los Estados Unidos, los automotores que utilizan combustibles sustitutos a la gasolina tienen una ventaja en cuanto a su facilidad de alcanzar los estándares establecidos de millaje por galón.

4. Impuestos y otros elementos de política de control de contaminación

a. Introducción

En términos generales, se puede considerar que hay tres categorías de instrumentos de política para el control de la contaminación:

1. Prohibiciones, estándares y sanciones

Ejemplos:

i) Se limita la cantidad de emisiones de una determinada fuente fija (industria o planta eléctrica), según su capacidad o nivel de producción, y se establece un sistema de sanciones para el caso de que se supere el límite establecido. Estas sanciones pueden ir hasta el punto de cerrar la empresa.

ii) Alternativamente, se les obliga a utilizar determinadas tecnologías o dispositivos (en especial a las plantas nuevas).

iii) Con respecto a fuentes móviles, solamente se permite fabricar, importar o vender automotores que tengan convertidores catalíticos, cilindrajes máximos, eficiencias mínimas en términos de millas por galón) y otras características vinculadas con su capacidad contaminante. El Estado de California, pionero en este campo, exige ahora que en el año 2003 el 10% de los vehículos vendidos deben tener cero emisiones, vale decir tendrán que utilizar energía eléctrica.

2. Impuestos o tasas proporcionales a la emisión de contaminantes o a la capacidad del equipo (automotor) de producirlas.

3. Permisos de emisión negociables.

4. Como una aproximación, impuestos a los energéticos utilizados en estos procesos.

La discusión procederá en el siguiente orden: en primer lugar, se analizará la conveniencia relativa de las prohibiciones y estándares, los impuestos y tasas o los permisos negociables en relación con las emisiones de contaminantes de fuentes fijas.

Posteriormente, se discutirán las diferencias que tienen con respecto a éstas las fuentes móviles.

Finalmente se analizará en este contexto la conveniencia de utilizar impuestos a los combustibles para estos fines.

b. Fuentes fijas

Se trata de controlar el nivel total de las emisiones para que no exceda el límite que puede ser absorbido por el ambiente o evitar su concentración en dosis mayores a las toleradas por el hombre.

Las prohibiciones y fijación de estándares tienen el problema de que no aseguran soluciones eficientes. Algunas industrias tienen que incurrir en costos marginales más altos que otras para obtener reducciones iguales. En general, se discrimina contra las plantas o equipos nuevos, con lo cual se estimula un mayor uso de las plantas y equipos viejos, incurriendo en ineficiencias tanto desde el punto de vista económico como del ambiental. Además, se discrimina contra las entidades y actividades más fáciles de controlar (fuentes fijas vs. móviles; empresas grandes vs. pequeñas; electricidad vs. industria vs. transporte). Es el procedimiento más exigente y costoso en términos de información y control y no produce recaudos (salvo cuando se incumple: sanciones) que financien las actividades estatales. Resultan preferibles a los otros sistemas solamente cuando se trata de un contaminante o un producto tan tóxico que su emisión o producción debe ser totalmente prohibida o sometida a una vigilancia especial.

Los impuestos o tasas de emisión (emission charges) son un mecanismo que permite minimizar el costo para obtener un determinado nivel de reducción, ya que cada agente económico invertiría en descontaminación hasta igualar su costo marginal con el valor del impuesto; vale decir, producen soluciones económicamente eficientes en términos estáticos. Más aún, se ha demostrado que los impuestos a la emisión representan la solución óptima en un contexto de equilibrio general con plena información, a diferencia de los subsidios a la descontaminación que inevitablemente terminan por representar un subsidio a las industrias más contaminantes ¹. Además, incentivan el desarrollo de tecnologías descontaminantes de manera mucho más eficiente que las regulaciones. Sin embargo, ante información imperfecta, exigirían un proceso de ensayo y error para establecer el nivel apropiado del impuesto que disminuya las emisiones totales hasta el nivel deseado. Este proceso puede resultar muy ineficiente y dificultar la planeación de inversiones de las empresas.

Alternativamente, los permisos de emisión negociables permiten garantizar que la emisión no sobrepase un monto preestablecido. En este caso el precio de los permisos, y en consecuencia el costo marginal de control de las emisiones, será fijado por el mercado. El sistema de permisos requiere la aplicación de sanciones muy severas a quien los exceda.

Si existiera información perfecta y no hubiese incertidumbre, daría lo mismo fijar el impuesto (el "precio") para obtener la cantidad deseada de descontaminación, que fijar ésta, mediante el monto de permisos en circulación, para que el mercado determine su "precio". La situación varía al considerar la existencia de información imperfecta e incertidumbre.

Una ventaja de los permisos negociables consiste en su capacidad de adaptarse con mayor facilidad a cambios externos (la aparición de nuevas fuentes de emisión, los cambios tecnológicos que reducen el costo del control de las emisiones, etc). En principio, el mercado es más capaz de ajustarse a estos cambios, y a las expectativas de cambios futuros, que el manejo discrecional de los impuestos o tasas por parte de las autoridades.

No obstante, los permisos negociables no son superiores a los impuestos en todos los casos. El "costo" de la equivocación puede ser mayor que en el caso de los impuestos cuando el costo marginal del daño ambiental ante un aumento de las emisiones no es muy grande y en cambio los incrementos en costos marginales de reducción de las emisiones sí lo son. En este caso es preferible fijar el costo marginal máximo de la descontaminación (la tasa del impuesto), así resulte un monto de emisiones algo mayor o menor que lo deseado y no incurrir en el riesgo de imponer costos excesivos a las empresas para conseguir diferencias en el nivel de emisión que no traen consecuencias ambientales drásticamente diferentes. Lo contrario ocurre cuando los costos ambientales de superar un determinado nivel de emisiones se elevan exponencialmente y, en cambio, la curva de costos de

¹ Véase, por ejemplo, Tietenberg, *Environmental and Natural Resource Economics*, 1984.

descontaminación es más bien elástica. En este caso los permisos negociables, e incluso las restricciones cuantitativas, pueden resultar superiores a los impuestos o tasas.

El problema teórico se puede visualizar como el de minimizar el valor esperado de la suma de los costos en que se incurre para reducir emisiones y los costos causados por éstas. La solución eficiente exige igualar unos y otros costos marginales. Fijar un total de permisos de emisión muy estrecho puede conducir a costos excesivamente altos en la reducción de las emisiones. Al contrario, si el costo de control de las emisiones (cuyo límite superior está fijado por el impuesto) se queda un poco corto, el costo adicional de las mayores emisiones puede no ser tan grave. Todo dependerá de la elasticidad relativa de las dos curvas de costos: la de reducción de emisiones y la de daños ambientales.

Además, debe tomarse en cuenta la eficacia y los costos de administración de la entidad que controla. No obstante, los costos administrativos son altos en cualquiera de los tres sistemas alternativos y no parecen diferir sustancialmente entre sí.¹

Al introducir el problema de localización, vale decir, que la misma emisión no ocasiona el mismo costo ambiental, tanto el impuesto como los permisos se deberían ajustar tomando en cuenta "coeficientes de transferencia" que capturen estos efectos relativos. En lugar de impuestos proporcionales a la emisión, o permisos de emisión, se utilizarían impuestos proporcionales al efecto ambiental y permisos vinculados con los efectos ambientales permitidos.

Por supuesto que el problema se vuelve mucho más complejo, especialmente cuando se trata de fuentes móviles, como los vehículos, que se pueden desplazar de localizaciones donde hay problemas serios de concentración, a localizaciones donde no las hay y viceversa. En la práctica este problema se resuelve, parcialmente, diferenciando los impuestos y permisos por áreas o zonas.

Este problema no se presenta en el caso de las emisiones que causan efectos globales (gases de invernadero y CFC's) y resulta fácil de tratar en casos como el de la contaminación atmosférica en una metrópoli o la de un lago, ya que en tales casos el efecto de la contaminación de cualquier fuente es similar y se distribuye de manera más o menos uniforme. De hecho, la evaluación de los resultados de la aplicación de permisos negociables para reducir las emisiones de SO₂, NO_x y plomo en los EEUU y de tasas en Europa es muy positiva². El caso de la contaminación de corrientes de agua y disposición de desechos exige soluciones más complejas.

c Fuentes Móviles de Emisión (v.gr. vehículos):

Diferencias específicas con las fuentes fijas:

1. No es posible relocalizar los vehículos, como si las industrias, puesto que tienen que estar donde está la gente (esto por supuesto, dentro de ciertos límites, por cuanto la gente si se puede relocalizar);
2. La fuente puede movilizarse de una localización con alta concentración a una de baja concentración;
3. El número de fuentes es mucho mayor, de manera que cualquier sistema de control resulta menos eficiente y más costoso.
4. En adición, el tamaño pequeño de las fuentes móviles hace más difícil controlar las emisiones sin afectar su eficiencia y el hecho de que no son manejadas por profesionales, sino por amateurs, hace que el control de emisiones se puede deteriorar con el tiempo debido a la falta de mantenimiento y cuidado adecuado.

¹ Dewees, D. N., **Taxation and the Environment**, Mimeo, Feb. 1991, por ser publicado en Mintz, J. y Bird, R., eds., **Taxation to 2000 and beyond**.

² OECD, op. cit.

Teóricamente, la reducción de la contaminación de los automóviles se puede conseguir en tres formas:

1. Controles sobre los productores, importadores o vendedores, de manera que solamente se permita producir o importar carros con ciertos estándares (v. gr. convertidores catalíticos).

Alternativamente, impuestos según las emisiones que cada uno de estos carros produce. Este tipo de mediciones, sin embargo, son más fáciles de llevar a cabo en unas pocas fábricas, que en cada importación o venta.

Estas prohibiciones o impuestos operan solamente sobre los vehículos nuevos y no sobre el parque existente, con lo que estimulan un mayor uso de los vehículos viejos que, por lo general, son más contaminantes. Además, su efecto se puede perder muy pronto. Los EEUU exigen garantías de 5 años, lo que puede conducir a sobrediseño. Finalmente, no afectan el nivel de utilización ni el mantenimiento de los vehículos, de los que depende críticamente el nivel de emisiones. Son, entonces, necesarios pero no suficientes.

2. Impuestos conjuntos con el de rodamiento, al momento de hacer las inspecciones anuales (o cada cierto número de años) y dar los permisos de utilización. Estos impuestos se pueden especificar según el tipo de vehículo y su edad. Más sofisticadamente, podrían tasarse según las emisiones que cada vehículo produzca efectivamente. Esto, sin embargo requeriría pruebas costosas y dificultaría el control.

Además, estos impuestos deberían diferenciarse según el área en que se utilicen los vehículos, lo cual, sin embargo, puede dar lugar a que se registren en sitios diferentes. Se requeriría entonces usar certificados diferentes para transitar distintas áreas, con las obvias dificultades para el tránsito de un área a otra.

Finalmente, si se desea tasarlos según el uso efectivo del vehículo se requiere controlar el registro del kilometraje, lo que se presta a manipulaciones diversas.

Como en el caso anterior, pueden resultar necesarios pero no suficientes.

3. Impuestos a los combustibles. Es el único impuesto que permite aproximar el uso efectivo del vehículo sin controles costosos y posiblemente ineficaces. Además, los impuestos por combustible permiten diferenciar entre combustibles como la gasolina, el diesel y el gas comprimido.

En alguna medida podrían graduarse según la localización, pero ello exigiría controlar su pago a nivel de minorista (de bomba), lo que encarecería su administración.

Sin embargo, no pueden tomar en cuenta las calidades y condiciones del vehículo, a no ser que se aplicaran impuestos diferenciales, lo cual sería imposible de controlar.

5. Síntesis

En síntesis, los impuestos a los combustibles no son la única forma de controlar la contaminación de los vehículos y por sí solos no resultarían eficientes. No obstante, parecen ser convenientes como un elemento complementario a las regulaciones e impuestos a la fabricación, venta y utilización (rodamiento) de vehículos, sobretudo en países con dificultades mayores de control administrativo.

En el caso de las fuentes fijas, por el contrario, posiblemente resulte más eficiente un sistema de permisos negociables o de impuestos directos a las emisiones, que uno de impuestos a los energéticos.

Sin embargo, si se usan estos últimos para los automotores y no para las fuentes fijas pueden

presentarse problemas con aquellos energéticos que pueden ser utilizados por unos y otros (v. gr. el diesel), al igual de lo que sucede con los impuestos vinculados con los costos de mantenimiento.

De la discusión anterior resulta posible establecer cuales energéticos deberían ser gravados con tasas mayores o menores de contaminación. Sin embargo, de lo expuesto resulta claro que cuantificar su valor, aún de manera aproximada, está muy lejos del alcance del presente estudio y exige trabajos adicionales detallados.

D. Otras consideraciones fiscales

Como se indicó en la sección A, los impuestos a los combustibles, como componente fundamental del sistema tributario nacional, podrían superar los niveles resultantes de aplicar las consideraciones de costos de mantenimiento del sistema vial y de efectos de contaminación contemplados en la sección B. Para evaluar la conveniencia de proceder en esta forma resulta necesario comparar los efectos sobre recaudo, costos administrativos, asignación de recursos y distribución de ingresos de esta opción frente a la de incrementar otros impuestos tales como el IVA, el impuesto a la renta, los impuestos al comercio exterior o los impuestos de carácter departamental o municipal.

De hecho, el alto nivel de imposición a los combustibles en algunos países desarrollados y en desarrollo parece exceder los montos requeridos para cubrir los costos de mantenimiento del sistema vial. Sin embargo, pueden resultar insuficientes para reflejar los costos de contaminación, especialmente en lo relacionado con la reducción necesaria en emisiones de CO₂ y CO a nivel mundial por consideraciones de calentamiento climático, como se indicó en la sección C. 3.

1. Eficiencia de recaudo

Como se ha indicado atrás, el impuesto a los combustibles cobrado ex-refinería, en la importación o en planta de abasto, es uno de los de menor costo administrativo y de control, especialmente cuando, como sucede en el país, una sola empresa lleva a cabo la refinación e importación de combustibles.

De otra parte, es un impuesto más o menos productivo según que tan baja o tan alta sea la elasticidad precio del consumo del producto. La menor o mayor elasticidad precio a su vez requiere un mayor o menor impuesto por consideraciones de contaminación.

2. Asignación

Como se ha indicado, con la información disponible no resulta posible cuantificar el nivel 'óptimo' del gravamen a los combustibles por consideraciones de contaminación. Un impuesto que se fije teniendo en cuenta exclusivamente los costos de mantenimiento del sistema vial, resultaría subóptimo desde el punto de vista de asignación de recursos en la economía. Un impuesto que exceda el recomendable por consideraciones de contaminación y de costos de mantenimiento del sistema vial también causaría ineficiencias en la asignación de recursos en la economía, como ocurre siempre que el precio de un producto se eleva excesivamente con respecto a los demás. En el caso que nos ocupa, estas ineficiencias se originarían en el encarecimiento excesivo del transporte de bienes y pasajeros, en la incidencia sobre la competitividad de algunas industrias que usan intensivamente gas o derivados del petróleo y en sustituciones no deseables a favor del consumo de otros energéticos (energía eléctrica, carbón).

La pregunta es si estas ineficiencias tienen mayor o menor importancia que las causadas por los impuestos alternativos. Un impuesto de renta "perfecto" generaría de todos modos distorsiones sobre la tasa de ahorro e inversión y, posiblemente, sobre las decisiones vinculadas con la intensidad de trabajo en los grupos de ingresos medios-altos y altos. Las imperfecciones del impuesto, relacionadas con aspectos tales como la inexistencia de ajustes completos por inflación y como la evasión, hacen que las distorsiones asignativas sean aún mayores.

Un IVA "perfecto" no causaría las distorsiones macro de un impuesto de renta "perfecto", pero

generaría distorsiones de tipo sectorial, a no ser que tuviera tasas diferenciales por producto, según la elasticidad precio de su oferta y su demanda, como lo demuestran las teorías de "impuestos óptimos". Las imperfecciones del IVA, en la práctica, generan distorsiones sustanciales: grava de manera diferencial a la agricultura, la industria y los servicios; genera problemas severos de competencia entre las empresas que evaden y las que cumplen; en el caso colombiano, genera un sobrecosto no despreciable a la inversión en maquinaria y equipo.

Determinar la importancia relativa de unos y otros efectos representa un problema empírico de gran magnitud. Esta es un área prioritaria de investigación en materia de finanzas públicas a nivel internacional y que en Colombia ha sido completamente descuidada.

3. Equidad y distribución de ingresos

La comparación con otros impuestos debe incluir también consideraciones de equidad y distribución de ingresos. La incidencia de los impuestos a los combustibles utilizados por el sector transporte es muy progresiva en lo que hace al consumo automotor y regresiva en lo que toca con el transporte público de carga y pasajeros. La incidencia que tendría gravar otros derivados del petróleo más allá de lo recomendado por consideraciones de contaminación es probablemente regresiva, en especial en lo que se refiere a los utilizados para fines de cocción de alimentos en el sector residencial.

En contraste, la incidencia del impuesto a la renta es progresiva, comoquiera que los grupos de ingresos bajos no son contribuyentes directos (los sistemas de retención y la traslación parcial del impuesto, sin embargo, los afectan en alguna medida) y podría serlo mucho más en la medida en que se controle la evasión, cuyo efecto se concentra en grupos de ingresos altos.

El efecto del IVA tiende a ser regresivo. La exclusión de alimentos y otros bienes de consumo básico, sin embargo, aminora significativamente la regresividad del impuesto.

Determinar la importancia relativa de los efectos distributivos de impuestos alternativos requiere también de cálculos complejos con modelos de equilibrio general. Estos se han llevado a cabo en otros países, pero no, hasta la fecha, en Colombia.

E. Modalidad y características recomendadas

1. Etapa de imposición

Como se ha señalado atrás, los impuestos a los derivados del petróleo presentan una enorme ventaja comparativa en cuanto a su administración y recaudo, siempre y cuando el gravamen tenga lugar ex-refinería y en los puertos de importación, o en las plantas de abasto. La administración de un gravamen a nivel minorista (estación de servicio) se encarece y dificulta considerablemente, aún bajo el sistema actual de fijación administrativa de los precios una vez al año. Por supuesto, se haría tanto más compleja en cuanto los precios se ajusten con mayor periodicidad para reflejar las variaciones de los precios internacionales y aún más si éstos se liberan en el futuro, como pareciera ser la meta deseable a largo plazo de la política de precios (Capítulo VII).

En consecuencia, no se recomienda variar la actual etapa de imposición.

2. ¿Impuestos ad-valorem o impuestos específicos?

En principio, los derivados del petróleo, como cualquier otro bien o servicio en la economía, deberían estar sujetos al principio general del gravamen sobre su valor agregado (IVA), a su tarifa normal ad-valorem. No obstante, en el caso colombiano no parece recomendable mantenerlos o incluirlos en la base del IVA por dos razones:

1) Para no generar distorsiones en la estructura de consumo de los energéticos, los demás energéticos deberían también estar sujetos al IVA. Mientras esto no ocurra, como sucede en

Colombia, resulta preferible no gravar con IVA a los derivados de petróleo.

2) Las consideraciones administrativas mencionadas en el numeral anterior, no hacen conveniente extender los gravámenes a los derivados del petróleo a nivel minorista. El gravamen al valor agregado, sin embargo, debería extenderse hasta esa etapa.

Ahora bien, aparte del IVA, los impuestos vinculados con los costos incrementales ocasionados por el tránsito de los vehículos a través del sistema vial, o con los costos de contaminación, se aproximarían en teoría mejor mediante impuestos específicos, cuyo valor se indexe con los índices generales de precios o, preferiblemente, con índices apropiados a los costos de mantenimiento de las carreteras y a los costos de contaminación.

En esta forma, el valor y el producto de estos impuestos no cambiaría con las variaciones ocasionales de los precios internacionales del crudo, las que, por supuesto, no guardan relación con la evolución de los costos de mantenimiento de carreteras o costos de contaminación que se quiere que perciban los usuarios para inducir una correcta asignación de recursos. Además, las variaciones en los precios al consumidor serían menores que las variaciones en los precios internacionales, con lo cual se reducirían sus efectos de corto plazo sobre la tasa de inflación.

Más aún, el impuesto ad-valorem haría más difícil aplicar un mecanismo de estabilización de ingresos fiscales, como un Fondo de Estabilización, tal y como se discute en el capítulo VI.

Por último, resulta más fácil administrar un impuesto específico cobrado en planta de abasto o a la salida de las refinerías, que un impuesto ad-valorem, especialmente si en el futuro se opta por liberar los precios de los derivados del petróleo a lo largo de toda la cadena de producción y distribución (Capítulo VII).

CAPITULO III
PRECIOS E IMPUESTOS.
EVOLUCION Y COMPARACIONES INTERNACIONALES

A. EVOLUCION EN COLOMBIA

1. Comparación con los niveles deseados.

Los cuadros 2.1 a 2.7 muestran la evolución de los precios al consumidor y al productor de los derivados del petróleo en Colombia, expresados en dólares corrientes por galón. Los cuadros comparan los precios al productor con los niveles deseados, calculados de acuerdo con los criterios señalados en el Capítulo I, y los precios al consumidor bajo dos supuestos de tasa impositiva: uno que mantiene la tasa efectiva del año en consideración y otro que mantiene el valor real de los impuestos en ese año.

Como puede observarse en el cuadro 3.1, durante el período de alza de los precios internacionales (hasta 1981) el precio interno de la gasolina regular se ajustó con rezagos, de modo que el precio al consumidor siempre estuvo por debajo del costo de importación, transporte y distribución (última columna). En estas condiciones los "impuestos" a las ventas y al Fondo Vial fueron en realidad pagados por Ecopetrol y no por los usuarios de las carreteras. En efecto, Ecopetrol recibió un precio neto que no llegó siquiera al 45% del costo de oportunidad (precio CIF más costo de transporte de puerto a planta de abasto). No es de extrañar, entonces, la crisis financiera permanente en que vivió la empresa en esos años de importaciones netas de hidrocarburos, a pesar de que el Gobierno dejó en sus manos la regalía del 8% que corresponde a la Nación y le otorgó subsidios cambiarios.

Es importante observar que la situación era muy diferente antes de la elevación de los precios internacionales que tuvo lugar desde 1972 y especialmente en 1974. El cuadro 3.1 muestra que el precio al consumidor excedió al precio CIF de importación de la gasolina regular en 72% en 1971 y 37% en 1972 y 1973, para pasar a representar apenas el 44% del precio CIF en 1974 y el 39% en 1975, como consecuencia de que el precio internacional se triplicó en 1974. Descontados los impuestos y márgenes de distribución y transporte¹, el precio neto que recibió Ecopetrol en 1971 fué muy cercano al costo de oportunidad (94.3%); ya en 1972, sin embargo, fué muy inferior y en 1975 representó apenas el 15%.

En otras palabras, la estructura de precios internos en 1971 correspondía aproximadamente a los costos de oportunidad de la gasolina importada, pero los aumentos del precio internacional en los años siguientes no se trasladaron a los precios internos, que, expresados en dólares, fueron incluso menores en 1974 y 1975 de lo que eran en 1971.² A partir de 1976, vale decir, con un rezago de por lo menos 2 años, se inició un proceso de ajuste de los precios internos, que a 1978 había acercado algo los precios al consumidor a su equivalente importado sin impuestos (de 34% en 1975 al 65%)³. En 1979 y 1980, ante el nuevo "brinco" en los precios internacionales, el ajuste interno se aceleró, pero de manera insuficiente, de modo que la relación de los precios al consumidor con el equivalente importado continuó alrededor del 65%.

La magnitud del esfuerzo interno en esos años puede verse en los cuadros 3.2 a 3.8. En pesos constantes el precio de la gasolina al consumidor se incrementó en 43% en 1976 y en 66% en 1979, de modo que en 1981, cuando el precio internacional de la gasolina alcanzó su pico máximo, era igual a 2.83 veces el de 1975.

1 Cuadro 3.1.
2 Cuadro 3.1.
3 Cuadro 2.1.

Los precios internos continuaron elevándose en términos reales hasta 1984 ¹, aunque no mantuvieron su valor en dólares², mientras de 1982 hasta 1984 los precios internacionales cayeron en 25%. Así, los precios de la gasolina al consumidor volvieron a superar, aunque muy ligeramente, los CIF de importación en 1983 y 1984. Sin embargo, incluyendo costos de transporte y distribución, el precio al consumidor continuó por debajo del equivalente importado sin impuestos (86% y 88% en 1983 y 1984).

En 1985 los precios internos cayeron en un 10% en términos reales ³ y un 19% expresados en dólares por efecto de la devaluación del peso para quedar en 71% de los equivalentes de importación. En 1986 ocurrió lo contrario: el precio internacional cayó drásticamente y el interno se mantuvo, de modo que llegó a superar al equivalente importado en 7%. En los años siguientes el precio interno se rezagó de nuevo ante el aumento en precios internacionales, de modo que en 1990 representó apenas el 69% del equivalente importado.

En síntesis, los precios domésticos se ajustaron de manera insuficiente, y en ocasiones rezagada, a los precios internacionales y a la devaluación real del tipo de cambio que tuvo lugar en 1985. El precio al consumidor superó en muy pocos años, y en escasa cuantía, al precio equivalente de importación sin impuestos: de 1986 a 1988 en el caso del kerosene y el ACPM, solamente en 1986 en el caso de la gasolina regular, de 1986 a 1989 en el de la gasolina extra y en 1986 y 1988 en el del combustóleo.

En consecuencia, los precios netos que recibió Ecopetrol se mantuvieron por debajo de sus costos de oportunidad equivalentes en la mayoría de los productos. Llegaron apenas al 71% en el caso de la gasolina regular, al 85% en el de la extra y al 85% el del ACPM en 1986, gracias a los bajos precios internacionales de ese año. En 1990 representaron apenas el 44%, el 60% y el 69%, respectivamente, para éstos productos. De esta manera, la empresa ha pagado casi en su totalidad los supuestos impuestos a los consumidores de combustibles a partir de 1974.

En el caso del GLP, el precio al consumidor osciló en la década pasada entre un 41% y un 63% de sus costos de oportunidad y el precio al productor entre un 31% y un 54%, en 1985 y 1989 respectivamente.

Por el contrario, en el caso del kerosene, cuyo precio al consumidor ha evolucionado en forma idéntica al diesel automotor, pero que no se grava con impuestos al Fondo Vial, el precio al productor representó un 34% del equivalente exportado en 1975, alcanzó el máximo en 1986 cuando lo superó en 17% para luego situarse, en 1990, en un 95%. Los precios al consumidor oscilaron entre un 41% de los costos de oportunidad, en 1975 y un 117% en 1986.

Algo similar ocurre con el del combustóleo. El precio al productor y al consumidor pasaron del 18% y 19% del equivalente exportado, respectivamente, en 1975 al 80% y 81% en 1983. Luego han oscilado entre el 57% (1985) y 107% (1988), en el caso del productor y entre 58% y 109% en el del consumidor, para situarse en 79% y 81% en 1990.

2. Composición de los precios internos

a. Gasolina regular.

El cuadro 3.2 muestra la evolución de precios constantes del precio de la gasolina regular y de su composición. Como se observa, en pesos constantes el precio se triplicó entre 1975 y 1983, llegando a un máximo en 1984, para luego reducirse en 1985 y mantenerse entre 1.60 y 1.70 pesos del 88 por galón. El mayor incremento tuvo lugar en 1979.

1 Cuadro 3.2.

2 Cuadro 2.1.

3 Cuadro 3.2.

Cuadro 3.1
EVOLUCION DEL PRECIO EXTERNO Y DE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS INTERNOS
DE LA GASOLINA REGULAR (1971-1980)

| | Precio externo | | Precio interno | | | | | | | |
|------|-----------------------------------|----------------|----------------|------------|------------|-----------------------|-----------------------|-------------------|----------------|-------------------------|
| | Precio interno/externo (US\$/Bbl) | Precio externo | Pesos/galón | Transporte | Fondo Vial | Margen Distribuidores | Impuesto a las ventas | Precio referencia | Precio público | Precio público/referen. |
| 1971 | 3.5 | 1.72 | 1.50 | 0.27 | 1.44 | 0.34 | 0.20 | 3.75 | 2.89 | 0.76 |
| 1972 | 4.8 | 1.37 | 1.67 | 0.33 | 1.44 | 0.34 | 0.20 | 3.89 | 3.47 | 0.87 |
| 1973 | 4.5 | 1.37 | 2.01 | 0.41 | 1.44 | 0.34 | 0.20 | 4.40 | 3.47 | 0.78 |
| 1974 | 12.5 | 0.44 | 2.55 | 0.55 | 1.87 | 0.60 | 0.30 | 5.88 | 3.47 | 0.58 |
| 1975 | 12.9 | 0.39 | 3.22 | 0.73 | 1.87 | 0.60 | 0.30 | 6.30 | 3.77 | 0.55 |
| 1976 | 14.0 | 0.61 | 4.81 | 0.83 | 2.99 | 0.62 | 0.54 | 9.79 | 7.13 | 0.20 |
| 1977 | 14.8 | 0.76 | 6.12 | 0.97 | 3.39 | 0.88 | 0.64 | 12.00 | 9.96 | 0.82 |
| 1978 | 15.4 | 0.89 | 7.11 | 1.19 | 3.88 | 1.07 | 0.77 | 14.00 | 12.80 | 0.91 |
| 1979 | 33.4 | 0.64 | 9.92 | 1.46 | 5.69 | 1.25 | 0.96 | 19.20 | 21.90 | 1.13 |
| 1980 | 38.4 | 0.77 | 13.20 | 1.78 | 5.69 | 1.72 | 1.88 | 24.30 | 33.50 | 1.37 |

Fuente: Política de Precios del Petróleo y sus Derivados - Caso Colombiano, Lecaros (1989).

Cuadro 3.2
ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LA GASOLINA REGULAR
\$/Galón - Precios constantes de 1988

| | Producción Transporte y Manejo | | | Distribución | | | | Impuestos | | | Total | | |
|------|--------------------------------|-------------------------------|-----------|---------------------|---------------------|-----------|--------|-----------|--------|----------|-----------|-------------------------|--------|
| | Precio en Refinería y Manejo | Margen en Transporte y Manejo | Sub-total | Margen(1) Mayorista | Margen(2) Minorista | Sub-total | Ventas | Vial | Deptal | Subsidio | Sub-total | Precio venta al público | |
| 1975 | 22.68 | 2.91 | 0.00 | 25.59 | 3.84 | 4.69 | 8.53 | 3.33 | 24.99 | 0.61 | 0.00 | 28.93 | 63.05 |
| 1976 | 29.42 | 13.04 | 0.00 | 42.46 | 4.23 | 5.14 | 9.37 | 5.19 | 32.84 | 0.51 | 0.00 | 38.53 | 90.35 |
| 1977 | 28.98 | 19.57 | 0.00 | 48.55 | 3.93 | 4.51 | 8.43 | 5.73 | 32.42 | 0.38 | 0.00 | 38.54 | 95.52 |
| 1978 | 29.87 | 23.15 | 0.00 | 53.02 | 4.15 | 4.71 | 8.85 | 6.14 | 33.51 | 0.33 | 0.00 | 39.98 | 101.85 |
| 1979 | 32.94 | 75.84 | 0.00 | 108.78 | 4.88 | 6.31 | 11.20 | 11.98 | 37.04 | 0.26 | 0.00 | 49.28 | 169.25 |
| 1980 | 39.66 | 64.60 | 0.00 | 104.25 | 4.85 | 6.35 | 11.20 | 12.10 | 44.71 | 0.21 | 0.00 | 57.02 | 172.47 |
| 1981 | 44.38 | 60.40 | 0.00 | 104.79 | 4.68 | 6.21 | 10.89 | 11.58 | 50.11 | 0.16 | 0.00 | 61.86 | 177.54 |
| 1982 | 38.71 | 71.33 | 0.00 | 110.03 | 4.83 | 7.22 | 12.05 | 12.21 | 43.73 | 0.13 | 0.00 | 56.07 | 178.15 |
| 1983 | 32.33 | 79.70 | 0.00 | 112.03 | 4.84 | 7.36 | 12.20 | 12.42 | 44.50 | 0.11 | 0.00 | 57.03 | 181.26 |
| 1984 | 34.61 | 78.97 | 0.00 | 113.59 | 4.93 | 7.74 | 12.68 | 12.62 | 45.84 | 0.12 | 0.17 | 58.74 | 185.01 |
| 1985 | 31.30 | 70.39 | 0.00 | 101.69 | 4.34 | 7.14 | 11.47 | 11.40 | 41.42 | 0.17 | 0.30 | 53.29 | 166.45 |
| 1986 | 31.59 | 71.81 | 0.00 | 103.40 | 4.31 | 7.33 | 11.64 | 11.50 | 41.84 | 0.33 | 0.30 | 53.98 | 169.02 |
| 1987 | 31.26 | 71.26 | 0.00 | 102.52 | 4.12 | 7.39 | 11.52 | 11.40 | 41.74 | 0.33 | 0.31 | 53.78 | 167.81 |
| 1988 | 29.23 | 65.00 | 0.00 | 94.23 | 3.83 | 7.10 | 10.93 | 10.52 | 40.73 | 0.31 | 0.28 | 51.84 | 157.00 |
| 1989 | 30.26 | 67.52 | 0.00 | 97.79 | 3.73 | 6.95 | 10.69 | 10.85 | 41.83 | 0.32 | 0.29 | 53.29 | 161.76 |
| 1990 | 31.87 | 70.69 | 0.63 | 103.19 | 3.56 | 7.20 | 10.76 | 11.39 | 43.74 | 0.34 | 0.31 | 55.77 | 169.72 |

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL
(Porcentajes)

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|-------|--------|------|-------|-------|
| 1980/1975 | 9.76 | 67.67 | 0.00 | 26.38 | 3.98 | 5.16 | 4.64 | 24.01 | 10.18 | -16.61 | 0.00 | 11.97 | 18.26 |
| 1985/1981 | -3.87 | 1.44 | 0.00 | -0.41 | -1.84 | 1.97 | 0.41 | -0.99 | -1.27 | -3.23 | - | -1.12 | -0.59 |
| 1990/1986 | 0.30 | 0.07 | - | 0.24 | -3.24 | 0.15 | -1.06 | -0.01 | 0.91 | 12.26 | 0.28 | 0.76 | 0.32 |

PARTICIPACION EN EL PRECIO DE VENTA AL PUBLICO
(Porcentajes)

| | | | | | | | | | | | | | |
|------|-------|-------|------|-------|------|------|-------|------|-------|------|------|-------|--------|
| 1975 | 35.98 | 4.61 | 0.00 | 40.59 | 6.09 | 7.44 | 13.53 | 5.28 | 39.64 | 0.97 | 0.00 | 45.88 | 100.00 |
| 1976 | 32.56 | 14.43 | 0.00 | 46.99 | 4.68 | 5.69 | 10.37 | 5.73 | 36.34 | 0.56 | 0.00 | 42.64 | 100.00 |
| 1977 | 30.34 | 20.49 | 0.00 | 50.83 | 4.11 | 4.72 | 8.83 | 6.00 | 33.95 | 0.40 | 0.00 | 40.34 | 100.00 |
| 1978 | 29.32 | 22.73 | 0.00 | 52.06 | 4.07 | 4.62 | 8.69 | 6.03 | 32.90 | 0.32 | 0.00 | 39.25 | 100.00 |
| 1979 | 19.46 | 44.81 | 0.00 | 64.27 | 2.88 | 3.73 | 6.62 | 7.08 | 21.88 | 0.15 | 0.00 | 29.12 | 100.00 |
| 1980 | 22.99 | 37.45 | 0.00 | 60.45 | 2.81 | 3.68 | 6.49 | 7.02 | 25.92 | 0.12 | 0.00 | 33.06 | 100.00 |
| 1981 | 25.00 | 34.02 | 0.00 | 59.02 | 2.64 | 3.50 | 6.14 | 6.52 | 28.23 | 0.09 | 0.00 | 34.84 | 100.00 |
| 1982 | 21.73 | 40.04 | 0.00 | 61.76 | 2.71 | 4.05 | 6.76 | 6.85 | 24.55 | 0.07 | 0.00 | 31.47 | 100.00 |
| 1983 | 17.84 | 43.97 | 0.00 | 61.81 | 2.67 | 4.06 | 6.73 | 6.85 | 24.55 | 0.06 | 0.00 | 31.46 | 100.00 |
| 1984 | 18.71 | 42.69 | 0.00 | 61.40 | 2.67 | 4.19 | 6.85 | 6.82 | 24.77 | 0.06 | 0.09 | 31.75 | 100.00 |
| 1985 | 18.80 | 42.29 | 0.00 | 61.09 | 2.61 | 4.29 | 6.89 | 6.85 | 24.88 | 0.10 | 0.18 | 32.01 | 100.00 |
| 1986 | 18.69 | 42.49 | 0.00 | 61.18 | 2.55 | 4.34 | 6.89 | 6.80 | 24.76 | 0.20 | 0.18 | 31.93 | 100.00 |
| 1987 | 18.63 | 42.47 | 0.00 | 61.09 | 2.46 | 4.40 | 6.86 | 6.79 | 24.87 | 0.20 | 0.18 | 32.05 | 100.00 |
| 1988 | 18.62 | 41.40 | 0.00 | 60.02 | 2.44 | 4.52 | 6.96 | 6.70 | 25.94 | 0.20 | 0.18 | 33.02 | 100.00 |
| 1989 | 18.71 | 41.74 | 0.00 | 60.45 | 2.31 | 4.30 | 6.61 | 6.70 | 25.86 | 0.20 | 0.18 | 32.94 | 100.00 |
| 1990 | 18.78 | 41.65 | 0.37 | 60.80 | 2.10 | 4.24 | 6.34 | 6.71 | 25.77 | 0.20 | 0.18 | 32.86 | 100.00 |

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPEL (1991).
Cálculos del autor.

Gráfico 3.1-A
 ESTRUCTURA DE PRECIOS GASOLINA REGULAR
 PRECIOS CONSTANTES DE 1988
 \$/Galón

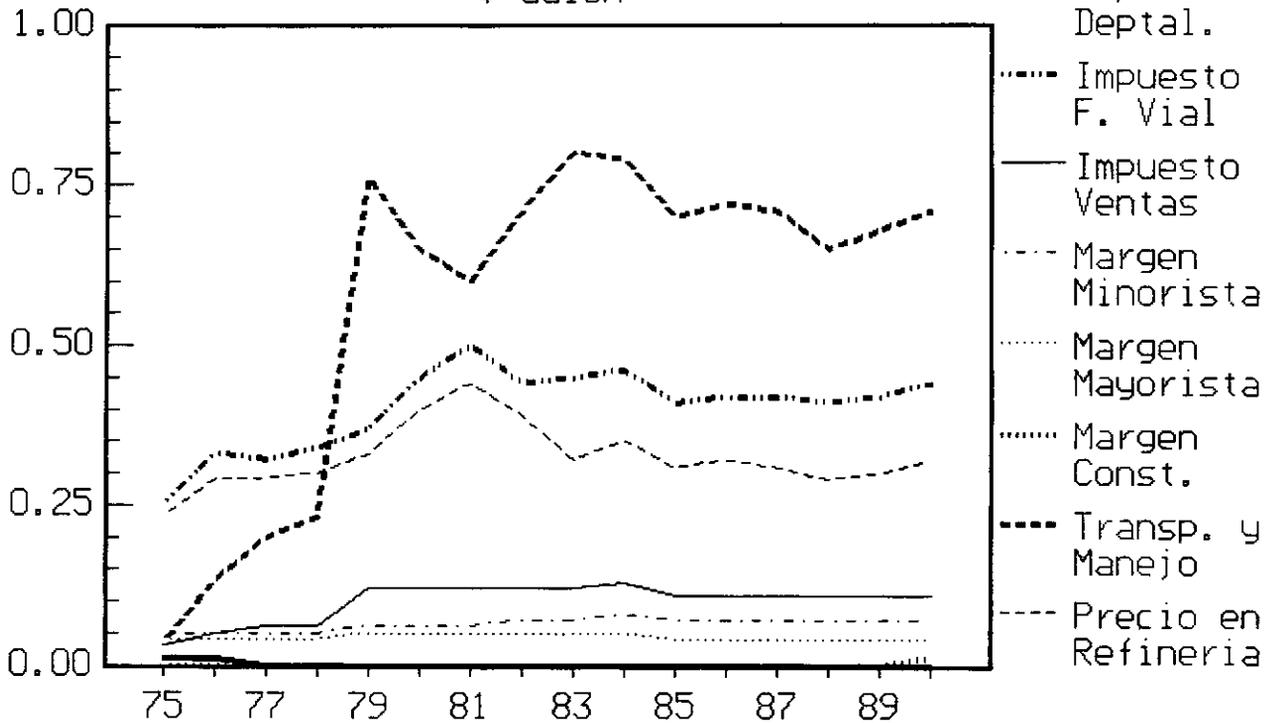
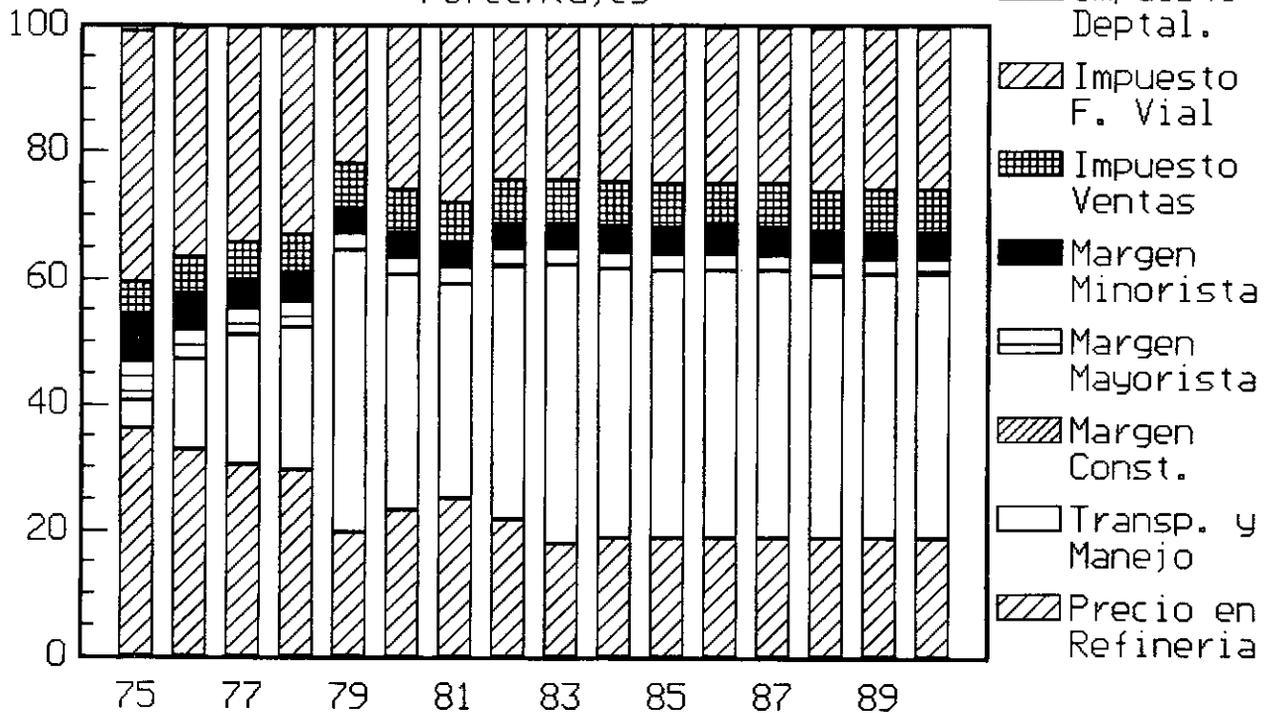


Gráfico 3.1-B
 ESTRUCTURA DE PRECIOS GASOLINA REGULAR
 PARTICIPACION EN EL PRECIO AL PUBLICO
 Porcentajes



El cuadro muestra como la participación de los impuestos en el precio de venta al público descendió desde un 46% en 1975 a un mínimo de 29.1% en 1979, para luego mantenerse entre 32% y 33%. Sin embargo, en pesos constantes el impuesto se duplicó entre 1975 y 1979 y se ha mantenido de allí en adelante.

La disminución de la participación de los impuestos no se llevó a cabo mediante una reducción de su tasa porcentual (que hasta 1982 fue de 104% para el fondo vial y 10% para impuesto a las ventas) sino con el expediente de incrementar poco el precio en refinería, sobre el cual se liquida el impuesto de fondo vial, y en su lugar aumentar significativamente el margen de transporte y manejo. Esta partida, que recibe Ecopetrol como parte del precio de venta en planta de abasto, no representa entonces los verdaderos costos de la actividad. Por ello, en el análisis sobre los precios al productor, es necesario considerar conjuntamente estas dos partidas y analizar la evolución del precio en planta de abasto (Cuadro 2.1).

En consecuencia, entre 1975 y 1979 el precio para Ecopetrol se multiplicó por 4, mientras los impuestos se multiplicaron por 2, en términos reales. Aún así, como se vió atrás, el precio a Ecopetrol se ha mantenido muy por debajo del precio de importación más costo de transporte a planta de abasto.

A partir de 1983 el Congreso determinó que los impuestos destinados al Fondo Vial debían crecer por lo menos tanto como el precio al consumidor, o más en caso de que el aumento de los costos de construcción de carreteras fuese superior. Por esta razón, se observa una estabilidad considerable a partir de esa fecha en la participación del impuesto al Fondo Vial.

Por su parte, los márgenes de distribución se elevaron en pesos constantes en un 48.7% entre 1975 y 1984 (65% los del minorista y 28.4% los del mayorista). A partir de entonces se han deteriorado en términos reales aproximadamente en un 15.2% (7% los del minorista y 27.8% los del mayorista). En consecuencia los márgenes minoristas en 1990 superan en 53.5% a los de 1975, en términos reales, mientras los mayoristas son inferiores en un 7.3%. Esta evolución tan desigual pone sugiere la necesidad de revisar los márgenes de distribución mayorista.

Al no haber aumentado en la misma proporción que los precios al consumidor, la participación de los márgenes totales se ha reducido de 13.5% al 6.3% entre 1975 y 1990.

b. Gasolina Extra

Por su parte, la gasolina extra tenía un precio que duplicaba el de la gasolina regular en 1975. Esta diferencia se había reducido a menos del 10% en 1979, para volver ampliarse ligeramente en los años posteriores, hasta representar cerca de un 20%. (Cuadro 3.3)

En otras palabras, el aumento en los precios de la gasolina extra fue muy inferior al de la gasolina regular. El precio al productor aproximadamente se triplicó, mientras que el valor real de los impuestos, que creció modestamente hasta 1981, se encontraba en 1990 en un valor más bajo que el de 1975.

Por su parte, los márgenes de distribución en pesos constantes han sido muy superiores a los de la gasolina regular, aunque la diferencia se redujo en el curso del período analizado.

Comparando la estructura en 1990 con la de la gasolina regular, se observa una mayor participación del precio al productor (66.6% vs. 60.8%), una menor participación de los impuestos (26.5% vs. 32.9%) y una similar de los márgenes de distribución (6.85% vs. 6.71%).

c. Cocinol

El cuadro 3.4, muestra como a partir de 1976, se fue abriendo un subsidio creciente a las ventas de cocinol en bidones. El precio de venta al público, que era prácticamente igual al de la gasolina en 1975, se mantuvo constante, en términos reales, en 1976, a tiempo que el precio de venta al público de la gasolina regular se aumento en 50%. De ahí en adelante, el precio de venta al

Cuadro 3.3
ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LA GASOLINA EXTRA
\$/Galón - Precios constantes de 1988

| Año | Producción Transporte y Manejo | | | Distribución | | | | Impuestos | | | | Total | |
|------|--------------------------------|-------------------------|-----------|---------------------|---------------------|-----------|--------|-----------|--------|----------|-----------|----------------------------|--------|
| | Precio en Refinería y Manejo | Transporte Margen const | Sub-total | Margen(1) Mayorista | Margen(2) Minorista | Sub-total | Ventas | Vial | Deptal | Subsidio | Sub-total | Precio de venta al público | |
| 1975 | 51.94 | 2.91 | 0.00 | 54.85 | 7.82 | 8.26 | 16.08 | 2.75 | 58.24 | 0.61 | 0.00 | 61.61 | 132.53 |
| 1976 | 49.51 | 13.19 | 0.00 | 62.69 | 7.45 | 9.29 | 16.74 | 5.20 | 55.60 | 0.51 | 0.00 | 61.31 | 140.74 |
| 1977 | 42.15 | 19.57 | 0.00 | 61.72 | 6.33 | 7.59 | 13.92 | 5.73 | 47.42 | 0.38 | 0.00 | 53.53 | 129.17 |
| 1978 | 42.33 | 23.29 | 0.00 | 65.62 | 6.28 | 7.42 | 13.70 | 6.25 | 47.68 | 0.33 | 0.00 | 54.26 | 133.58 |
| 1979 | 43.29 | 62.42 | 0.00 | 105.71 | 6.15 | 7.90 | 14.05 | 9.56 | 48.76 | 0.26 | 0.00 | 58.58 | 178.34 |
| 1980 | 50.52 | 77.79 | 0.00 | 128.31 | 6.48 | 8.78 | 15.26 | 12.11 | 57.04 | 0.21 | 0.00 | 69.35 | 212.92 |
| 1981 | 53.48 | 74.22 | 0.00 | 127.70 | 6.29 | 8.87 | 15.16 | 11.85 | 60.44 | 0.16 | 0.00 | 72.46 | 215.32 |
| 1982 | 38.71 | 98.47 | 0.00 | 137.18 | 6.27 | 9.56 | 15.83 | 12.39 | 44.37 | 0.13 | 0.00 | 56.88 | 209.89 |
| 1983 | 32.33 | 100.43 | 0.00 | 132.76 | 6.22 | 9.60 | 15.83 | 12.42 | 44.50 | 0.11 | 0.00 | 57.03 | 205.61 |
| 1984 | 35.77 | 98.97 | 0.00 | 134.73 | 6.35 | 10.06 | 16.40 | 12.61 | 45.78 | 0.12 | 0.19 | 58.70 | 209.83 |
| 1985 | 32.39 | 89.45 | 0.00 | 121.84 | 5.56 | 9.28 | 14.83 | 11.40 | 41.42 | 0.19 | 0.34 | 53.34 | 190.02 |
| 1986 | 32.78 | 91.13 | 0.00 | 123.91 | 5.55 | 9.52 | 15.07 | 11.52 | 41.92 | 0.38 | 0.35 | 54.17 | 193.15 |
| 1987 | 36.63 | 103.93 | 0.00 | 140.56 | 5.69 | 11.04 | 16.73 | 12.32 | 45.30 | 0.43 | 0.39 | 58.44 | 215.73 |
| 1988 | 33.30 | 96.26 | 0.00 | 129.56 | 4.94 | 9.80 | 14.74 | 10.54 | 40.81 | 0.39 | 0.35 | 52.09 | 196.39 |
| 1989 | 35.24 | 99.47 | 0.00 | 134.71 | 4.79 | 9.56 | 14.35 | 10.94 | 42.19 | 0.41 | 0.37 | 53.91 | 202.97 |
| 1990 | 37.24 | 102.66 | 0.63 | 140.54 | 4.65 | 9.81 | 14.45 | 11.39 | 43.74 | 0.42 | 0.38 | 55.93 | 210.92 |

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL
(Porcentajes)

| | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|-------|--------|------|-------|-------|
| 1980/1975 | -0.46 | 72.95 | 0.00 | 15.22 | -3.08 | 1.02 | -0.87 | 27.99 | -0.35 | -16.61 | 0.00 | 1.99 | 8.22 |
| 1985/1980 | -7.14 | 2.36 | 0.00 | -0.86 | -2.52 | 0.92 | -0.47 | -1.00 | -5.19 | -1.51 | - | -4.28 | -1.88 |
| 1990/1985 | 2.35 | 2.32 | - | 2.41 | -2.94 | 0.94 | -0.43 | -0.01 | 0.91 | 14.37 | 2.03 | 0.79 | 1.75 |

PARTICIPACION EN EL PRECIO DE VENTA AL PUBLICO
Porcentajes

| | | | | | | | | | | | | | |
|------|-------|-------|------|-------|------|------|-------|------|-------|------|------|-------|--------|
| 1975 | 39.19 | 2.19 | 0.00 | 41.39 | 5.90 | 6.23 | 12.13 | 2.08 | 43.94 | 0.46 | 0.00 | 46.48 | 100.00 |
| 1976 | 35.18 | 9.37 | 0.00 | 44.55 | 5.30 | 6.60 | 11.89 | 3.69 | 39.51 | 0.36 | 0.00 | 43.56 | 100.00 |
| 1977 | 32.63 | 15.15 | 0.00 | 47.78 | 4.90 | 5.87 | 10.77 | 4.43 | 36.71 | 0.30 | 0.00 | 41.44 | 100.00 |
| 1978 | 31.69 | 17.43 | 0.00 | 49.13 | 4.70 | 5.55 | 10.26 | 4.68 | 35.69 | 0.24 | 0.00 | 40.62 | 100.00 |
| 1979 | 24.27 | 35.00 | 0.00 | 59.27 | 3.45 | 4.43 | 7.88 | 5.36 | 27.34 | 0.15 | 0.00 | 32.85 | 100.00 |
| 1980 | 23.73 | 36.53 | 0.00 | 60.26 | 3.04 | 4.12 | 7.17 | 5.69 | 26.79 | 0.10 | 0.00 | 32.57 | 100.00 |
| 1981 | 24.84 | 34.47 | 0.00 | 59.31 | 2.92 | 4.12 | 7.04 | 5.50 | 28.07 | 0.07 | 0.00 | 33.65 | 100.00 |
| 1982 | 18.44 | 46.91 | 0.00 | 65.35 | 2.99 | 4.56 | 7.54 | 5.90 | 21.14 | 0.06 | 0.00 | 27.10 | 100.00 |
| 1983 | 15.72 | 48.84 | 0.00 | 64.57 | 3.03 | 4.67 | 7.70 | 6.04 | 21.64 | 0.05 | 0.00 | 27.74 | 100.00 |
| 1984 | 17.05 | 47.16 | 0.00 | 64.21 | 3.02 | 4.79 | 7.82 | 6.01 | 21.82 | 0.06 | 0.09 | 27.97 | 100.00 |
| 1985 | 17.05 | 47.08 | 0.00 | 64.12 | 2.92 | 4.88 | 7.81 | 6.00 | 21.80 | 0.10 | 0.18 | 28.07 | 100.00 |
| 1986 | 16.97 | 47.18 | 0.00 | 64.15 | 2.87 | 4.93 | 7.80 | 5.96 | 21.71 | 0.20 | 0.18 | 28.05 | 100.00 |
| 1987 | 16.98 | 48.18 | 0.00 | 65.16 | 2.64 | 5.12 | 7.76 | 5.71 | 21.00 | 0.20 | 0.18 | 27.09 | 100.00 |
| 1988 | 16.95 | 49.02 | 0.00 | 65.97 | 2.51 | 4.99 | 7.50 | 5.37 | 20.78 | 0.20 | 0.18 | 26.53 | 100.00 |
| 1989 | 17.36 | 49.01 | 0.00 | 66.37 | 2.36 | 4.71 | 7.07 | 5.39 | 20.79 | 0.20 | 0.18 | 26.56 | 100.00 |
| 1990 | 17.66 | 48.67 | 0.30 | 66.63 | 2.20 | 4.65 | 6.85 | 5.40 | 20.74 | 0.20 | 0.18 | 26.52 | 100.00 |

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPEL (1991).
Cálculos del autor.

Gráfico 3.2-A
 ESTRUCTURA DE PRECIOS GASOLINA EXTRA
 PRECIOS CONSTANTES DE 1988
 \$/Galón

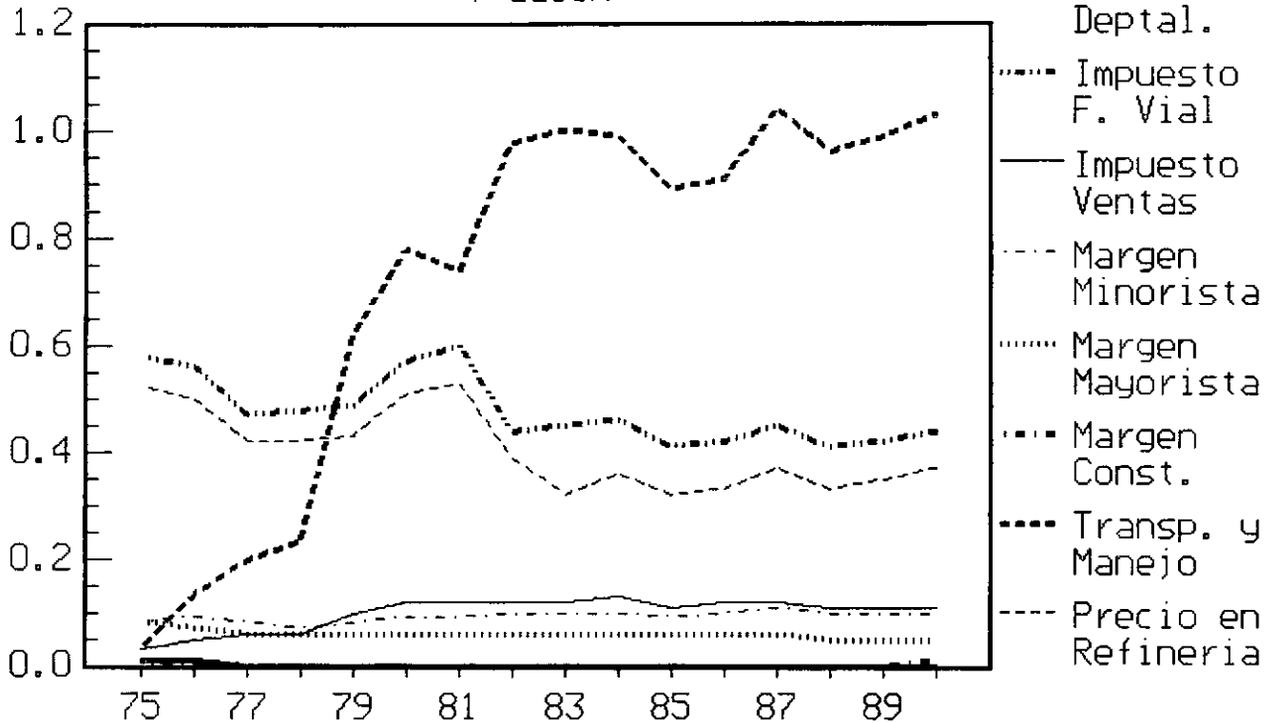
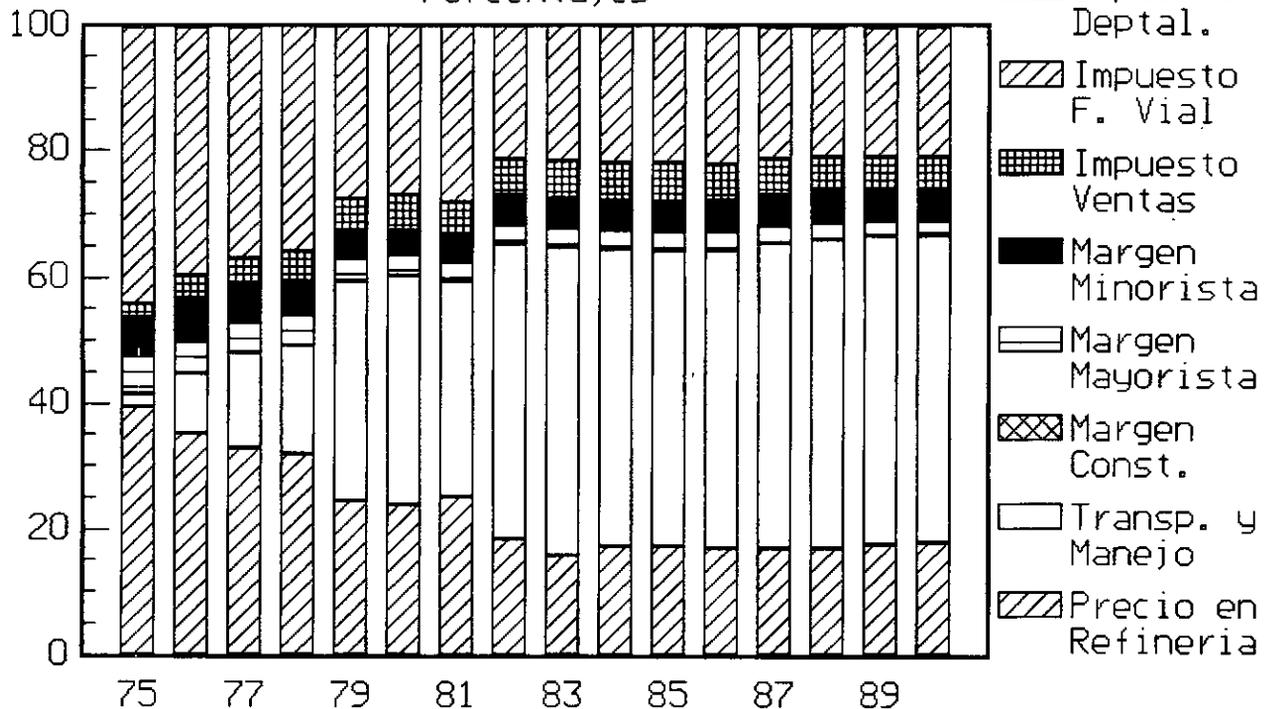


Gráfico 3.2-B
 ESTRUCTURA DE PRECIOS GASOLINA EXTRA
 PARTICIPACION EN EL PRECIO AL PUBLICO
 Porcentajes



Cuadro 3.4
ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL COCINOL EN BIDONES
\$/Galón - Pesos constantes de 1988

| Año | Producción Transporte y Manejo | | Distribución | | | Impuestos | | Total | | |
|------|--------------------------------|---------------------|--------------|------------------|------------------|-----------|--------|-------|-----------|-------------------------|
| | Precio en Refinería y Manejo | TransporteSub-total | Sub-total | Margen Mayorista | Margen Minorista | Sub-total | Ventas | Vial | Sub-total | Precio venta al público |
| 1975 | 14.39 | 11.48 | 26.73 | 5.37 | 9.77 | 15.13 | 0.61 | 16.63 | 17.24 | 59.10 |
| 1976 | 12.80 | 15.82 | 28.91 | 5.08 | 9.02 | 14.09 | 0.51 | 14.24 | 14.74 | 57.75 |
| 1977 | 9.90 | 12.92 | 22.82 | 3.88 | 6.86 | 10.75 | 0.38 | 10.77 | 11.15 | 44.72 |
| 1978 | 8.57 | 12.03 | 20.40 | 3.33 | 5.85 | 9.18 | 0.33 | 9.10 | 9.43 | 39.01 |
| 1979 | 7.10 | 16.40 | 24.16 | 3.13 | 9.79 | 12.93 | 0.29 | 3.66 | 3.95 | 41.04 |
| 1980 | 11.67 | 20.68 | 27.52 | 3.09 | 20.58 | 23.66 | 0.26 | 0.00 | 0.26 | 51.44 |
| 1981 | 23.85 | 16.22 | 21.59 | 2.42 | 16.14 | 18.56 | 0.20 | 0.00 | 0.20 | 40.35 |
| 1982 | 19.14 | 13.02 | 17.33 | 1.94 | 12.96 | 14.90 | 0.16 | 0.00 | 0.16 | 32.39 |
| 1983 | 15.99 | 10.88 | 14.47 | 1.62 | 10.82 | 12.45 | 0.14 | 0.00 | 0.14 | 27.05 |
| 1984 | 13.77 | 9.36 | 12.46 | 1.40 | 9.32 | 10.71 | 0.12 | 0.00 | 0.12 | 23.29 |
| 1985 | 11.10 | 7.55 | 10.05 | 1.13 | 7.51 | 8.64 | 0.09 | 0.00 | 0.09 | 18.78 |
| 1986 | 9.34 | 6.35 | 8.45 | 0.95 | 6.32 | 7.27 | 0.08 | 0.00 | 0.08 | 15.80 |
| 1987 | 7.57 | 5.13 | 6.88 | 0.77 | 5.13 | 5.90 | 0.07 | 0.00 | 0.07 | 12.84 |
| 1988 | 5.92 | 2.00 | 7.91 | 0.65 | 4.20 | 4.85 | 0.24 | 0.00 | 0.24 | 13.00 |
| 1989 | 5.96 | 1.98 | 7.93 | 10.80 | 0.82 | 11.61 | 0.24 | 0.00 | 0.24 | 19.78 |
| 1990 | 6.15 | 2.72 | 8.87 | 11.77 | 0.62 | 12.39 | 0.25 | 0.00 | 0.25 | 21.51 |

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL
(Porcentajes)

| | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|
| 1980/1975 | -3.43 | 10.31 | 0.49 | -8.80 | 13.22 | 7.74 | -13.45 | -100.00 | -50.38 | -2.29 |
| 1985/1980 | -0.84 | -15.46 | -15.46 | -15.46 | -15.46 | -15.46 | -15.46 | 0.00 | -15.46 | -15.46 |
| 1990/1985 | -9.38 | -15.62 | -2.05 | 47.86 | -34.09 | 6.20 | 17.40 | 0.00 | 17.40 | 2.29 |

PARTICIPACION EN EL PRECIO DE VENTA AL PUBLICO
(Porcentajes)

| | | | | | | | | | | |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|--------|
| 1975 | 24.35 | 19.42 | 45.22 | 9.08 | 16.53 | 25.60 | 1.04 | 28.14 | 29.17 | 100.00 |
| 1976 | 22.16 | 27.39 | 50.06 | 8.79 | 15.61 | 24.40 | 0.88 | 24.65 | 25.53 | 100.00 |
| 1977 | 22.14 | 28.89 | 51.03 | 8.69 | 15.35 | 24.04 | 0.86 | 24.08 | 24.94 | 100.00 |
| 1978 | 21.97 | 30.83 | 52.29 | 8.54 | 15.00 | 23.54 | 0.83 | 23.33 | 24.17 | 100.00 |
| 1979 | 17.29 | 39.97 | 58.88 | 7.63 | 23.86 | 31.50 | 0.72 | 8.91 | 9.63 | 100.00 |
| 1980 | 22.67 | 40.20 | 53.50 | 6.00 | 40.00 | 46.00 | 0.50 | 0.00 | 0.50 | 100.00 |
| 1981 | 59.10 | 40.20 | 53.50 | 6.00 | 40.00 | 46.00 | 0.50 | 0.00 | 0.50 | 100.00 |
| 1982 | 59.10 | 40.20 | 53.50 | 6.00 | 40.00 | 46.00 | 0.50 | 0.00 | 0.50 | 100.00 |
| 1983 | 59.10 | 40.20 | 53.50 | 6.00 | 40.00 | 46.00 | 0.50 | 0.00 | 0.50 | 100.00 |
| 1984 | 59.10 | 40.20 | 53.50 | 6.00 | 40.00 | 46.00 | 0.50 | 0.00 | 0.50 | 100.00 |
| 1985 | 59.10 | 40.20 | 53.50 | 6.00 | 40.00 | 46.00 | 0.50 | 0.00 | 0.50 | 100.00 |
| 1986 | 59.10 | 40.20 | 53.50 | 6.00 | 40.00 | 46.00 | 0.50 | 0.00 | 0.50 | 100.00 |
| 1987 | 58.95 | 39.93 | 53.58 | 5.99 | 39.92 | 45.91 | 0.51 | 0.00 | 0.51 | 100.00 |
| 1988 | 45.56 | 15.38 | 60.85 | 5.00 | 32.31 | 37.31 | 1.85 | 0.00 | 1.85 | 100.00 |
| 1989 | 30.12 | 10.02 | 40.09 | 54.58 | 4.12 | 58.71 | 1.20 | 0.00 | 1.20 | 100.00 |
| 1990 | 28.58 | 12.67 | 41.25 | 54.74 | 2.86 | 57.61 | 1.14 | 0.00 | 1.14 | 100.00 |

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPELROL (1991).
Cálculos del autor.

Gráfico 3.3-A
 ESTRUCTURA PRECIOS DEL COCINOL-BIDONES
 PRECIOS CONSTANTES DE 1988
 \$/Galón

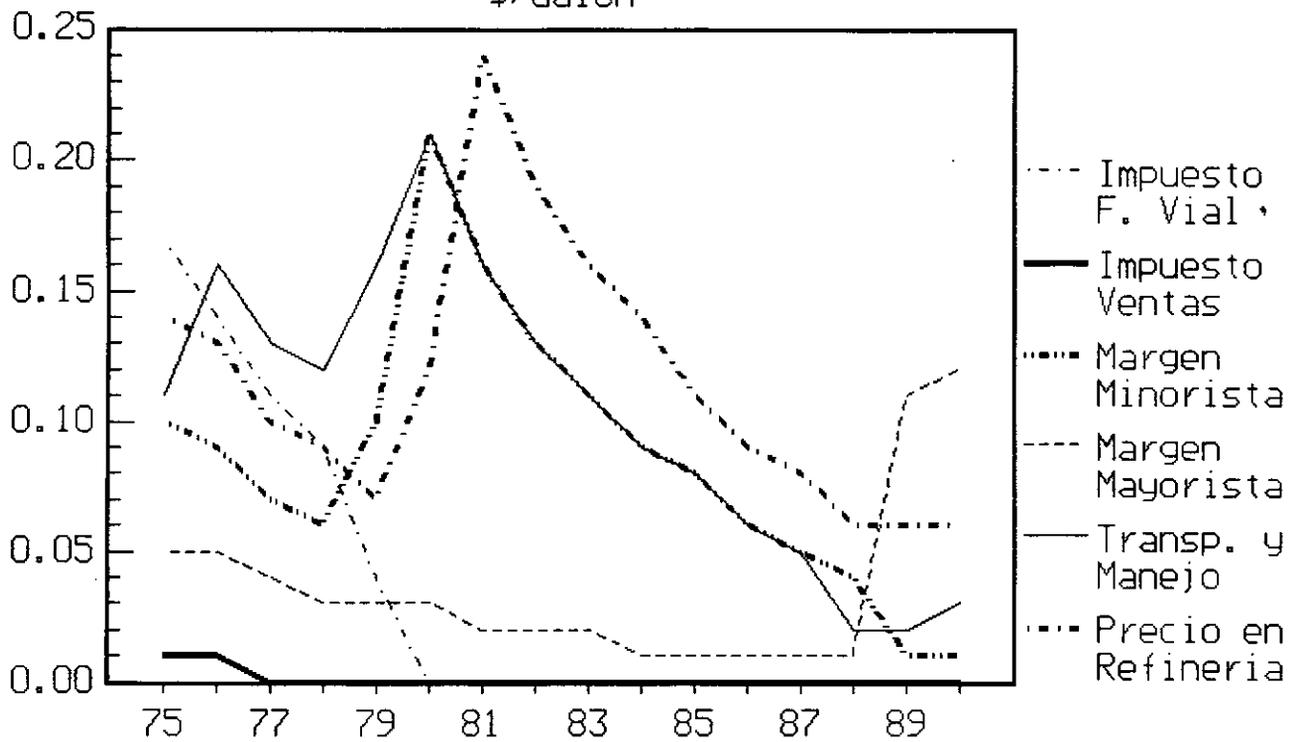
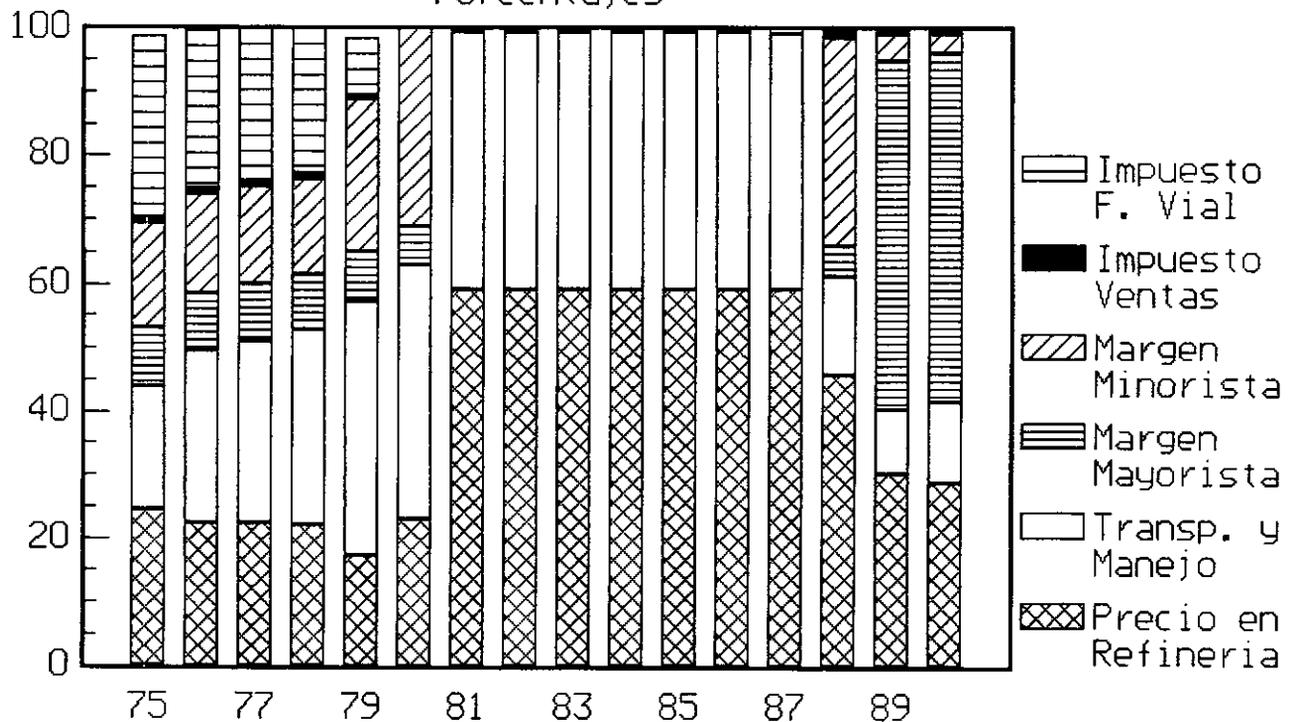


Gráfico 3.3-B
 ESTRUCTURA DE PRECIOS COCINOL-BIDONES
 PARTICIPACION EN PRECIO AL PUBLICO
 Porcentajes



público del cocinol se ha deteriorado de manera continúa, llegando a un mínimo de 0.13 pesos por galón en 1988, elevándose posteriormente hasta 0.22 en 1990. De esta manera en 1990 el precio del cocinol alcanzó apenas el 13% del precio de venta al público de la gasolina regular.

En este caso los impuestos, que representaban el 29% del precio final en 1975, desaparecieron en 1980; los márgenes de distribución se incrementaron en pesos constantes entre 1975 y 1980, para luego desmejorar dramáticamente hasta 1986 y recuperarse ligeramente en 1990. En este último año están todavía un 20% por debajo de los de 1975. Ecopetrol recibe hoy apenas una tercera parte, en pesos constantes, de lo que recibía en 1975 por las ventas de cocinol.

d. Diesel (ACPM)

El cuadro 3.5, muestra como con unas pocas excepciones (1976 y 1979), los precios del diesel al consumidor se han igualado a los de la gasolina regular. En cuanto a estructura, hay pequeñas diferencias, ya que el diesel sólo está sujeto al impuesto de ventas nacional (y no al de los departamentos y el D.E. de Bogotá), el impuesto de fondo vial inicialmente era mucho más bajo pero posteriormente se unificó y, de otra parte, se ha mantenido un margen para los distribuidores superior al del caso de la gasolina regular, si bien la diferencia entre los dos se ha venido reduciendo con el tiempo.

e. Kerosene

Los precios del kerosene han sido idénticos a los del diesel (ver cuadro 3.6). Comoquiera que el kerosene no está sujeto al impuesto al fondo vial, el precio neto que recibe Ecopetrol es muy superior. En otras palabras tanto el precio de refinación, como el precio al consumidor neto de impuestos, es mucho mayor en el caso del kerosene que en el de la gasolina, lo que no tiene ningún sentido desde el punto de vista de los costos de oportunidad y, por el contrario, es una práctica exactamente opuesta a la que se utiliza en otros países, donde el kerosene se subsidia por cuanto constituye la base del consumo del sector rural. En estas condiciones, no es de extrañar la rápida sustitución que ha tenido el kerosene por otros combustibles en el país.

f. Combustóleo

En lo que hace al combustóleo, su precio al consumidor se aumentó continuamente en términos reales hasta el año 83 (se multiplicó por 5), a partir de entonces se redujo ligeramente para luego aumentar también en forma moderada. En este caso no hay impuestos y se ha permitido una participación de los márgenes mayoristas solamente en los últimos dos años. En consecuencia el grueso del aumento fué para el productor y por eso en este caso Ecopetrol ha recibido precios netos similares a los de su costo de oportunidad en los últimos años (ver cuadro 3.7).

g. Propano

En cuanto al propano, como se ve en el cuadro 3.8, el precio tanto al productor, como al consumidor, disminuyó sustancialmente hasta 1986. En los años siguientes se ha recuperado pero sin llegar a alcanzar los niveles de 1981. Por otra parte, la participación del margen mayorista se ha mantenido relativamente estable, mientras que la del productor ha aumentado y la de los impuestos ha disminuido.

B. COMPARACIONES INTERNACIONALES

1. Precios al consumidor

Los cuadros 3.9 a 3.11 presentan una comparación de los precios al consumidor y los impuestos a las gasolinas y el diesel en 44 países en junio de 1991¹. En general, los países Europeos y Japón tienen precios más altos que los de tercer mundo, y entre éstos los más bajos son los de países exportadores

¹ ENERGY DETENTE, Agosto 31, 1991

Cuadro 3.5
ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL A.C.P.M.
\$/Galón - Precios constantes de 1988

| | Producción Transporte y Manejo | | | Distribución | | | Impuestos | | | Total | |
|------|--------------------------------|-------------------------------|-----------|------------------|------------------|-----------|-----------|------|-----------|-------------------------|--------|
| | Precio en Refinería y Manejo | Margen en Transporte y Manejo | Sub-total | Margen Mayorista | Margen Minorista | Sub-total | Ventas | Vial | Sub-total | Precio venta al público | |
| 1975 | 27.37 | 3.88 | 0.00 | 31.25 | 4.46 | 9.50 | 13.96 | 1.08 | 15.22 | 16.31 | 61.52 |
| 1976 | 35.92 | 12.90 | 0.00 | 48.82 | 5.41 | 8.83 | 14.24 | 1.43 | 19.82 | 21.25 | 84.31 |
| 1977 | 37.18 | 19.57 | 0.00 | 56.75 | 4.99 | 7.29 | 12.28 | 1.53 | 20.64 | 22.17 | 91.19 |
| 1978 | 41.76 | 20.79 | 0.00 | 62.56 | 5.12 | 7.16 | 12.28 | 1.65 | 23.21 | 24.86 | 99.70 |
| 1979 | 47.85 | 44.28 | 0.00 | 92.13 | 5.24 | 7.77 | 13.01 | 1.89 | 26.56 | 28.45 | 133.59 |
| 1980 | 70.68 | 42.85 | 0.00 | 113.53 | 5.80 | 8.67 | 14.47 | 2.83 | 39.23 | 42.05 | 170.05 |
| 1981 | 85.55 | 30.16 | 0.00 | 115.72 | 5.83 | 8.78 | 14.61 | 3.43 | 47.48 | 50.91 | 181.24 |
| 1982 | 78.78 | 37.65 | 0.00 | 116.43 | 5.91 | 9.43 | 15.34 | 3.14 | 43.89 | 47.03 | 178.80 |
| 1983 | 65.80 | 52.92 | 0.00 | 118.71 | 5.84 | 9.58 | 15.42 | 2.62 | 44.50 | 47.13 | 181.26 |
| 1984 | 56.64 | 64.21 | 0.00 | 120.86 | 5.83 | 10.06 | 15.89 | 2.26 | 45.78 | 48.04 | 184.78 |
| 1985 | 45.66 | 64.07 | 0.00 | 109.73 | 5.05 | 9.28 | 14.33 | 1.82 | 41.42 | 43.24 | 167.30 |
| 1986 | 38.42 | 72.80 | 0.00 | 111.22 | 4.93 | 9.49 | 14.42 | 1.53 | 41.84 | 43.38 | 169.02 |
| 1987 | 38.01 | 72.29 | 0.00 | 110.30 | 4.71 | 9.54 | 14.26 | 1.52 | 41.74 | 43.26 | 167.81 |
| 1988 | 35.78 | 66.52 | 0.00 | 102.30 | 4.38 | 9.16 | 13.54 | 1.43 | 40.73 | 42.16 | 158.00 |
| 1989 | 37.30 | 69.52 | 0.00 | 106.82 | 4.27 | 8.97 | 13.24 | 1.49 | 42.12 | 43.61 | 163.67 |
| 1990 | 39.03 | 72.01 | 0.63 | 111.67 | 4.15 | 9.22 | 13.37 | 1.56 | 43.74 | 45.30 | 170.34 |

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL
Porcentajes

| | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1980/1975 | 17.13 | 49.26 | 0.00 | 23.99 | 4.47 | -1.52 | 0.60 | 17.35 | 17.09 | 17.10 | 18.47 |
| 1985/1980 | -7.02 | 6.93 | 0.00 | -0.57 | -2.28 | 1.14 | -0.16 | -7.08 | 0.91 | 0.47 | -0.27 |
| 1990/1985 | -2.58 | 1.97 | - | 0.29 | -3.22 | -0.10 | -1.15 | -2.53 | 0.91 | 0.78 | 0.30 |

PARTICIPACION EN EL PRECIO DE VENTA AL PUBLICO
Porcentajes

| | | | | | | | | | | | |
|------|-------|-------|------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|--------|
| 1975 | 44.50 | 6.30 | 0.00 | 50.80 | 7.25 | 15.44 | 22.69 | 1.76 | 24.75 | 26.51 | 100.00 |
| 1976 | 42.61 | 15.30 | 0.00 | 57.91 | 6.42 | 10.47 | 16.88 | 1.69 | 23.51 | 25.20 | 100.00 |
| 1977 | 40.77 | 21.46 | 0.00 | 62.23 | 5.47 | 8.00 | 13.47 | 1.67 | 22.64 | 24.31 | 100.00 |
| 1978 | 41.89 | 20.86 | 0.00 | 62.74 | 5.13 | 7.19 | 12.32 | 1.66 | 23.28 | 24.93 | 100.00 |
| 1979 | 35.82 | 33.15 | 0.00 | 68.96 | 3.92 | 5.82 | 9.74 | 1.41 | 19.88 | 21.30 | 100.00 |
| 1980 | 41.56 | 25.20 | 0.00 | 66.76 | 3.41 | 5.10 | 8.51 | 1.66 | 23.07 | 24.73 | 100.00 |
| 1981 | 47.21 | 16.64 | 0.00 | 63.85 | 3.22 | 4.84 | 8.06 | 1.89 | 26.20 | 28.09 | 100.00 |
| 1982 | 44.06 | 21.06 | 0.00 | 65.12 | 3.31 | 5.27 | 8.58 | 1.76 | 24.55 | 26.30 | 100.00 |
| 1983 | 36.30 | 29.19 | 0.00 | 65.49 | 3.22 | 5.28 | 8.51 | 1.45 | 24.55 | 26.00 | 100.00 |
| 1984 | 30.65 | 34.75 | 0.00 | 65.40 | 3.16 | 5.44 | 8.60 | 1.22 | 24.77 | 26.00 | 100.00 |
| 1985 | 27.30 | 38.29 | 0.00 | 65.59 | 3.02 | 5.54 | 8.56 | 1.09 | 24.76 | 25.85 | 100.00 |
| 1986 | 22.73 | 43.07 | 0.00 | 65.80 | 2.92 | 5.62 | 8.53 | 0.91 | 24.76 | 25.66 | 100.00 |
| 1987 | 22.65 | 43.08 | 0.00 | 65.73 | 2.81 | 5.69 | 8.50 | 0.91 | 24.87 | 25.78 | 100.00 |
| 1988 | 22.65 | 42.10 | 0.00 | 64.75 | 2.77 | 5.80 | 8.57 | 0.91 | 25.78 | 26.68 | 100.00 |
| 1989 | 22.79 | 42.47 | 0.00 | 65.26 | 2.61 | 5.48 | 8.09 | 0.91 | 25.73 | 26.64 | 100.00 |
| 1990 | 22.91 | 42.28 | 0.37 | 65.56 | 2.44 | 5.41 | 7.85 | 0.92 | 25.68 | 26.59 | 100.00 |

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPEL (1991).
Cálculos del Autor.

Gráfico 3.4-A
 ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL ACPM
 PRECIOS CONSTANTES DE 1988
 \$/Galón

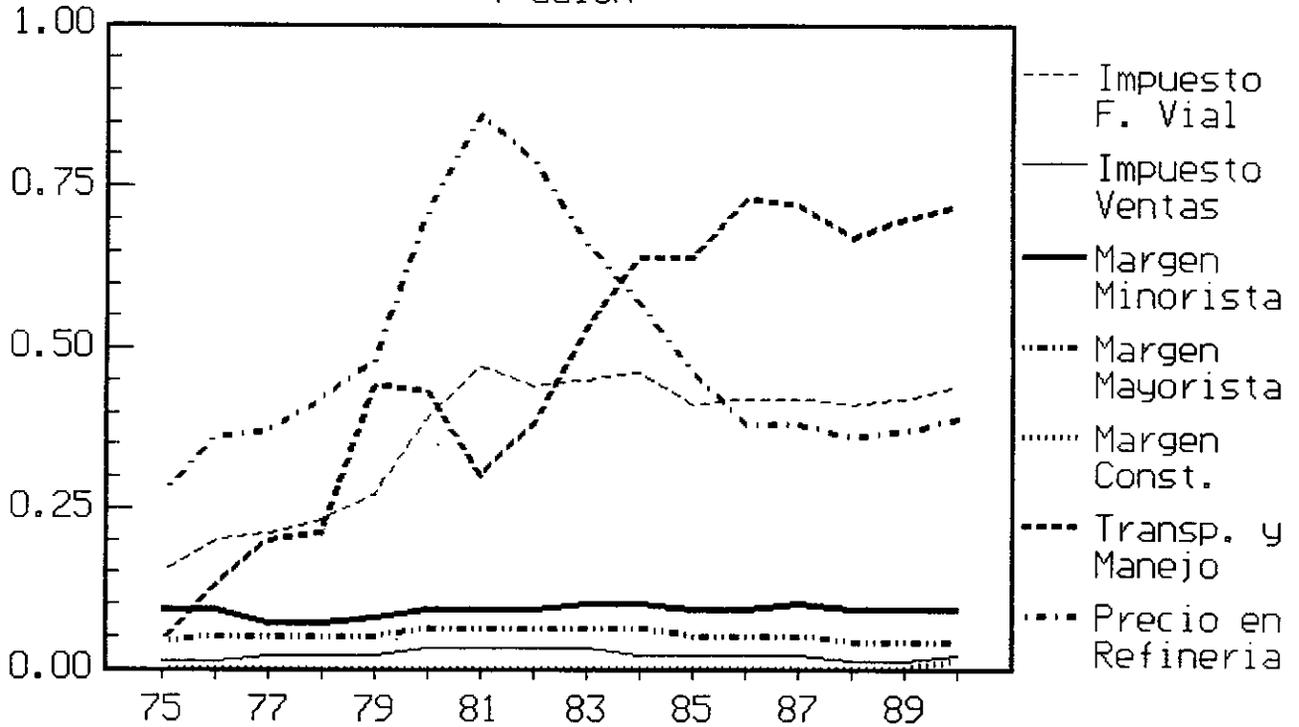
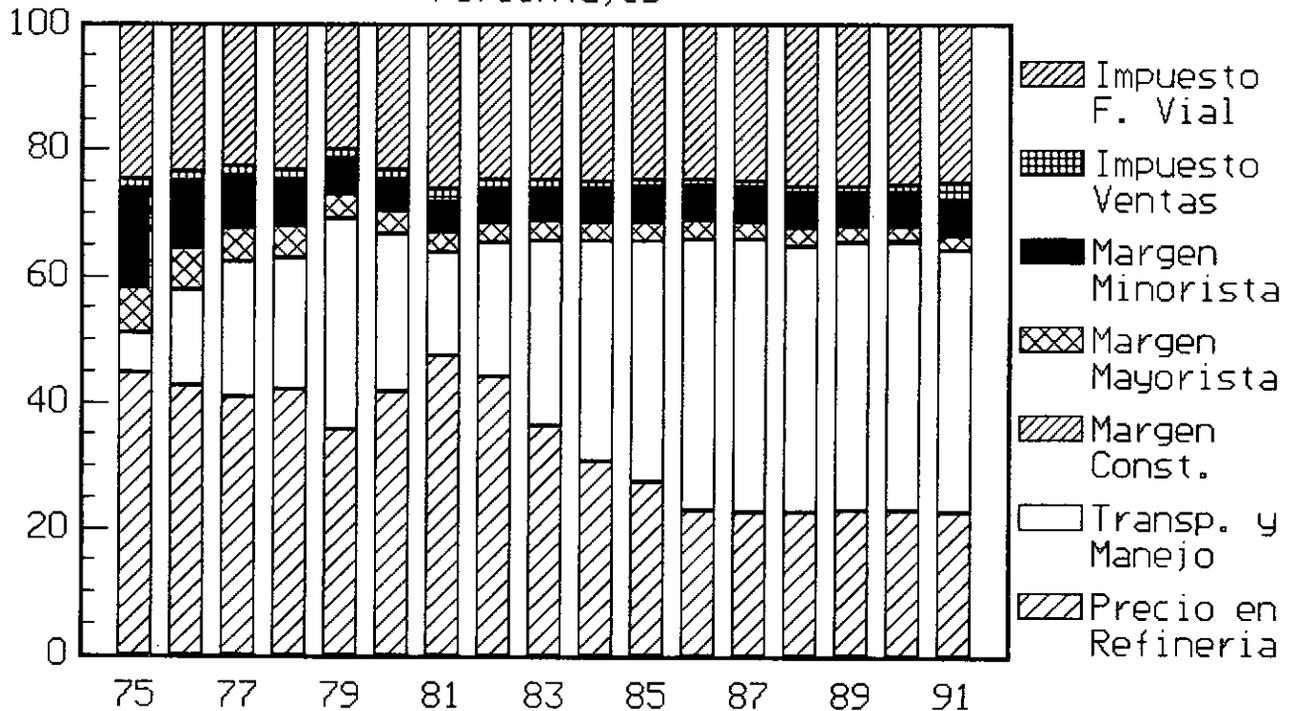


Gráfico 3.4-B
 ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL ACPM
 PARTICIPACION EN EL PRECIO AL PUBLICO
 Porcentajes



Cuadro 3.6
ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL KEROSENE
\$/Galón - Precios constantes de 1988

| | Producción Transporte y Manejo | | | Distribución | | | Impuestos | | Total | |
|------|--------------------------------|--------------|-----------|---------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|-------------------------|--------|
| | Precio en Refinería y Manejo | Margen const | Sub-total | Margen(1) Mayorista | Margen(2) Minorista | Sub-total | Ventas | Sub-total | Precio venta al público | |
| 1975 | 41.66 | 3.87 | 0.00 | 45.53 | 4.46 | 9.80 | 14.26 | 1.69 | 1.69 | 61.49 |
| 1976 | 54.73 | 13.06 | 0.00 | 67.79 | 5.49 | 9.08 | 14.58 | 2.18 | 2.18 | 84.55 |
| 1977 | 56.77 | 19.57 | 0.00 | 76.33 | 5.08 | 7.49 | 12.57 | 2.29 | 2.29 | 91.19 |
| 1978 | 61.64 | 23.30 | 0.00 | 84.94 | 5.18 | 7.34 | 12.52 | 2.47 | 2.47 | 99.93 |
| 1979 | 64.19 | 53.78 | 0.00 | 117.97 | 5.18 | 7.90 | 13.08 | 2.54 | 2.54 | 133.59 |
| 1980 | 81.68 | 70.78 | 0.00 | 152.46 | 5.56 | 8.78 | 14.34 | 3.25 | 3.25 | 170.65 |
| 1981 | 148.93 | 11.06 | 0.00 | 159.99 | 6.04 | 8.87 | 14.91 | 5.97 | 5.97 | 180.87 |
| 1982 | 119.56 | 39.17 | 0.00 | 158.72 | 5.91 | 9.47 | 15.38 | 4.79 | 4.79 | 178.90 |
| 1983 | 99.86 | 62.04 | 0.00 | 161.89 | 5.76 | 9.60 | 15.37 | 4.00 | 4.00 | 181.26 |
| 1984 | 85.97 | 79.65 | 0.00 | 165.62 | 5.66 | 10.06 | 15.72 | 3.45 | 3.45 | 184.78 |
| 1985 | 69.30 | 81.06 | 0.00 | 150.36 | 4.88 | 9.28 | 14.16 | 2.78 | 2.78 | 167.30 |
| 1986 | 58.41 | 94.34 | 0.00 | 152.75 | 4.73 | 9.51 | 14.24 | 2.34 | 2.34 | 169.33 |
| 1987 | 57.68 | 93.76 | 0.00 | 151.44 | 4.52 | 9.54 | 14.07 | 2.31 | 2.31 | 167.81 |
| 1988 | 53.95 | 87.53 | 0.00 | 141.48 | 4.29 | 9.16 | 13.36 | 2.16 | 2.16 | 157.00 |
| 1989 | 57.28 | 90.92 | 0.00 | 148.20 | 4.12 | 8.98 | 13.10 | 2.29 | 2.29 | 163.60 |
| 1990 | 60.60 | 93.48 | 0.63 | 154.71 | 3.99 | 9.22 | 13.21 | 2.42 | 2.42 | 170.34 |

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL
Porcentajes

| | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1980/1975 | 11.88 | 62.31 | 0.00 | 22.32 | 3.73 | -1.82 | 0.08 | 11.49 | 11.49 | 18.48 |
| 1985/1980 | -2.70 | 2.28 | 0.00 | -0.23 | -2.13 | 0.92 | -0.21 | -2.59 | -2.59 | -0.27 |
| 1990/1985 | -2.21 | 2.40 | - | 0.48 | -3.30 | -0.10 | -1.15 | -2.26 | -2.26 | 0.30 |

PARTICIPACION EN EL PRECIO DE VENTA AL PUBLICO
Porcentajes

| | | | | | | | | | | |
|------|-------|-------|------|-------|------|-------|-------|------|------|--------|
| 1975 | 67.75 | 6.30 | 0.00 | 74.05 | 7.25 | 15.94 | 23.20 | 2.76 | 2.76 | 100.00 |
| 1976 | 64.73 | 15.45 | 0.00 | 80.18 | 6.49 | 10.75 | 17.24 | 2.58 | 2.58 | 100.00 |
| 1977 | 62.25 | 21.46 | 0.00 | 83.71 | 5.57 | 8.21 | 13.78 | 2.51 | 2.51 | 100.00 |
| 1978 | 61.68 | 23.32 | 0.00 | 85.00 | 5.18 | 7.34 | 12.52 | 2.47 | 2.47 | 100.00 |
| 1979 | 48.05 | 40.26 | 0.00 | 88.31 | 3.88 | 5.91 | 9.79 | 1.90 | 1.90 | 100.00 |
| 1980 | 48.03 | 41.62 | 0.00 | 89.66 | 3.27 | 5.16 | 8.43 | 1.91 | 1.91 | 100.00 |
| 1981 | 82.34 | 6.11 | 0.00 | 88.46 | 3.34 | 4.90 | 8.24 | 3.30 | 3.30 | 100.00 |
| 1982 | 66.83 | 21.89 | 0.00 | 88.72 | 3.31 | 5.29 | 8.60 | 2.68 | 2.68 | 100.00 |
| 1983 | 55.09 | 34.22 | 0.00 | 89.31 | 3.18 | 5.30 | 8.48 | 2.21 | 2.21 | 100.00 |
| 1984 | 46.52 | 43.10 | 0.00 | 89.63 | 3.06 | 5.44 | 8.51 | 1.87 | 1.87 | 100.00 |
| 1985 | 41.43 | 48.45 | 0.00 | 89.88 | 2.92 | 5.54 | 8.46 | 1.66 | 1.66 | 100.00 |
| 1986 | 34.49 | 55.71 | 0.00 | 90.21 | 2.79 | 5.62 | 8.41 | 1.38 | 1.38 | 100.00 |
| 1987 | 34.37 | 55.87 | 0.00 | 90.24 | 2.69 | 5.69 | 8.38 | 1.37 | 1.37 | 100.00 |
| 1988 | 34.36 | 55.75 | 0.00 | 90.11 | 2.68 | 5.83 | 8.51 | 1.38 | 1.38 | 100.00 |
| 1989 | 35.01 | 55.58 | 0.00 | 90.59 | 2.52 | 5.49 | 8.01 | 1.40 | 1.40 | 100.00 |
| 1990 | 35.57 | 54.88 | 0.37 | 90.82 | 2.34 | 5.41 | 7.75 | 1.42 | 1.42 | 100.00 |

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPETROL (1991).
Cálculos del autor.

Gráfico 3.5-A
 ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL KEROSENE
 PRECIOS CONSTANTES DE 1988
 \$/Galón

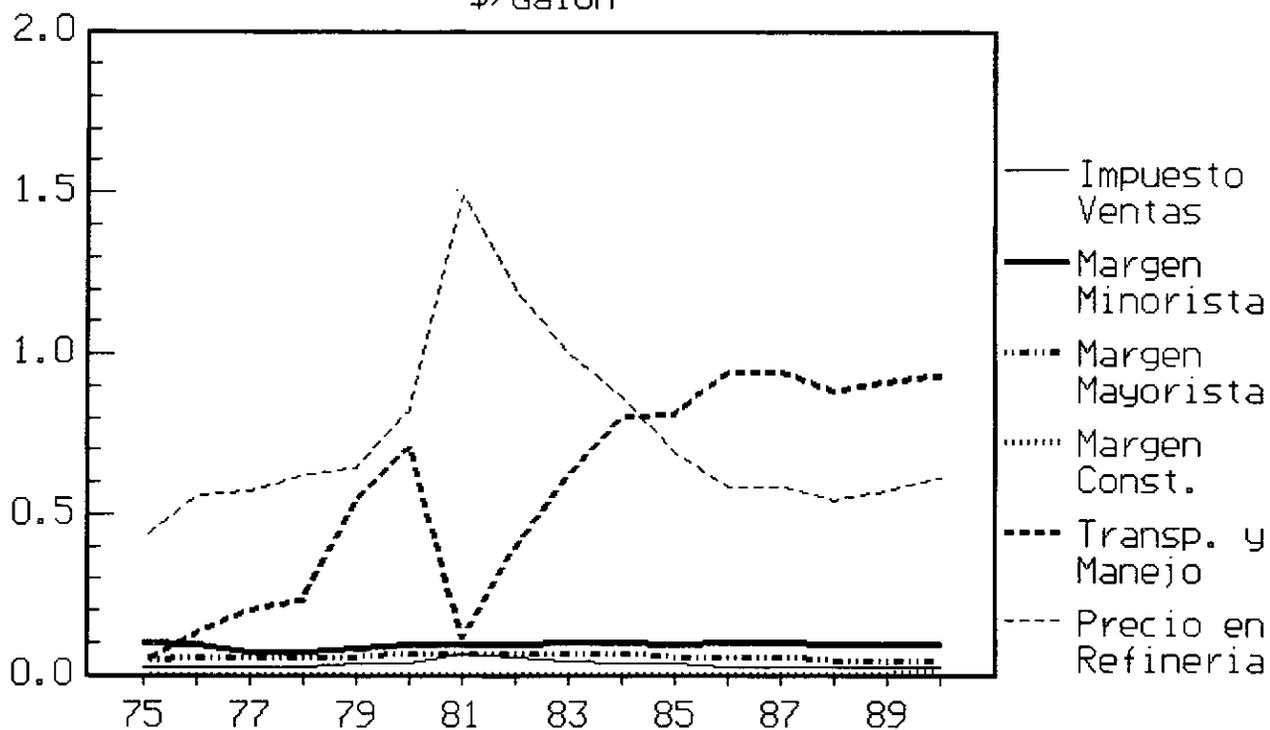
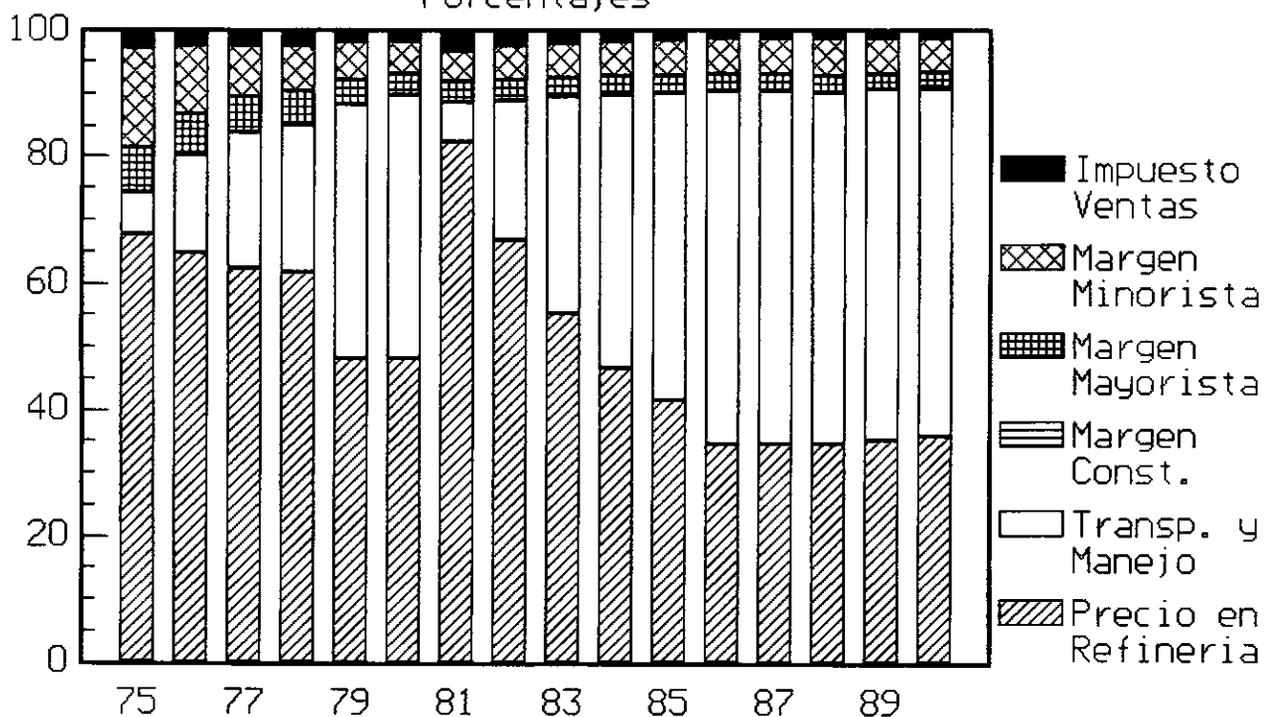


Gráfico 3.5-B
 ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL KEROSENE
 PARTICIPACION EN EL PRECIO AL PUBLICO
 Porcentajes



Cuadro 3.7
ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE
\$/Galón - Precios constantes de 1988

| | Producción Transporte y Manejo | | Distribución | Impuestos | | Precio en planta de abasto | |
|------|--------------------------------|---------------------|--------------|------------------|--------|----------------------------|-----------|
| | Precio en Refinería | Transporte y Manejo | Sub-total | Margen Mayorista | Ventas | | Sub-total |
| 1975 | 19.24 | 1.24 | 20.48 | 0.00 | 0.73 | 0.73 | 21.20 |
| 1976 | 28.41 | 10.02 | 38.43 | 0.00 | 1.11 | 1.11 | 39.54 |
| 1977 | 27.26 | 18.58 | 45.84 | 0.00 | 1.07 | 1.07 | 46.91 |
| 1978 | 31.45 | 16.74 | 48.19 | 0.00 | 1.22 | 1.22 | 49.41 |
| 1979 | 32.68 | 36.81 | 69.49 | 0.00 | 1.30 | 1.30 | 70.79 |
| 1980 | 36.96 | 33.25 | 70.21 | 0.00 | 1.48 | 1.48 | 71.69 |
| 1981 | 59.52 | 9.36 | 68.87 | 0.00 | 2.38 | 2.38 | 71.25 |
| 1982 | 47.78 | 20.54 | 68.31 | 0.00 | 1.91 | 1.91 | 70.22 |
| 1983 | 44.40 | 55.35 | 99.75 | 0.00 | 1.79 | 1.79 | 101.53 |
| 1984 | 38.22 | 49.82 | 88.04 | 0.00 | 1.54 | 1.54 | 89.58 |
| 1985 | 30.81 | 49.44 | 80.25 | 0.00 | 1.24 | 1.24 | 81.49 |
| 1986 | 25.98 | 55.54 | 81.52 | 0.00 | 1.04 | 1.04 | 82.56 |
| 1987 | 26.68 | 57.48 | 84.15 | 0.00 | 1.07 | 1.07 | 85.22 |
| 1988 | 26.11 | 56.54 | 82.65 | 0.06 | 1.04 | 1.04 | 83.75 |
| 1989 | 27.00 | 58.31 | 85.31 | 5.88 | 1.08 | 1.08 | 92.27 |
| 1990 | 28.00 | 60.72 | 88.73 | 5.83 | 1.12 | 1.12 | 95.68 |

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL
Porcentajes

| | | | | | | | |
|-----------|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|
| 1980/1975 | 11.50 | 73.05 | 22.80 | 0.00 | 12.56 | 12.56 | 22.51 |
| 1985/1980 | -2.99 | 6.83 | 2.25 | 0.00 | -2.86 | -2.86 | 2.16 |
| 1990/1985 | -1.58 | 3.49 | 1.69 | 0.00 | -1.68 | -1.68 | 2.71 |

PARTICIPACION EN EL PRECIO EN PLANTA DE ABASTO
Porcentajes

| | | | | | | | |
|------|-------|-------|-------|------|------|------|--------|
| 1975 | 90.74 | 5.84 | 96.58 | 0.00 | 3.42 | 3.42 | 100.00 |
| 1976 | 71.84 | 25.34 | 97.18 | 0.00 | 2.82 | 2.82 | 100.00 |
| 1977 | 58.12 | 39.61 | 97.73 | 0.00 | 2.27 | 2.27 | 100.00 |
| 1978 | 63.65 | 33.88 | 97.53 | 0.00 | 2.47 | 2.47 | 100.00 |
| 1979 | 46.16 | 52.00 | 98.16 | 0.00 | 1.84 | 1.84 | 100.00 |
| 1980 | 51.56 | 46.38 | 97.94 | 0.00 | 2.06 | 2.06 | 100.00 |
| 1981 | 83.53 | 13.13 | 96.66 | 0.00 | 3.34 | 3.34 | 100.00 |
| 1982 | 68.03 | 29.24 | 97.28 | 0.00 | 2.72 | 2.72 | 100.00 |
| 1983 | 43.73 | 54.52 | 98.24 | 0.00 | 1.76 | 1.76 | 100.00 |
| 1984 | 42.67 | 55.62 | 98.28 | 0.00 | 1.72 | 1.72 | 100.00 |
| 1985 | 37.81 | 60.67 | 98.48 | 0.00 | 1.52 | 1.52 | 100.00 |
| 1986 | 31.47 | 67.27 | 98.73 | 0.00 | 1.27 | 1.27 | 100.00 |
| 1987 | 31.30 | 67.45 | 98.75 | 0.00 | 1.25 | 1.25 | 100.00 |
| 1988 | 31.18 | 67.51 | 98.68 | 0.07 | 1.24 | 1.24 | 100.00 |
| 1989 | 29.27 | 63.19 | 92.46 | 6.37 | 1.17 | 1.17 | 100.00 |
| 1990 | 29.27 | 63.46 | 92.73 | 6.10 | 1.17 | 1.17 | 100.00 |

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPELROL (1991).
Cálculos del autor.

Gráfico 3.6-A
 ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL COMBUSTOLEO
 PRECIOS CONSTANTES DE 1988
 \$/Galón

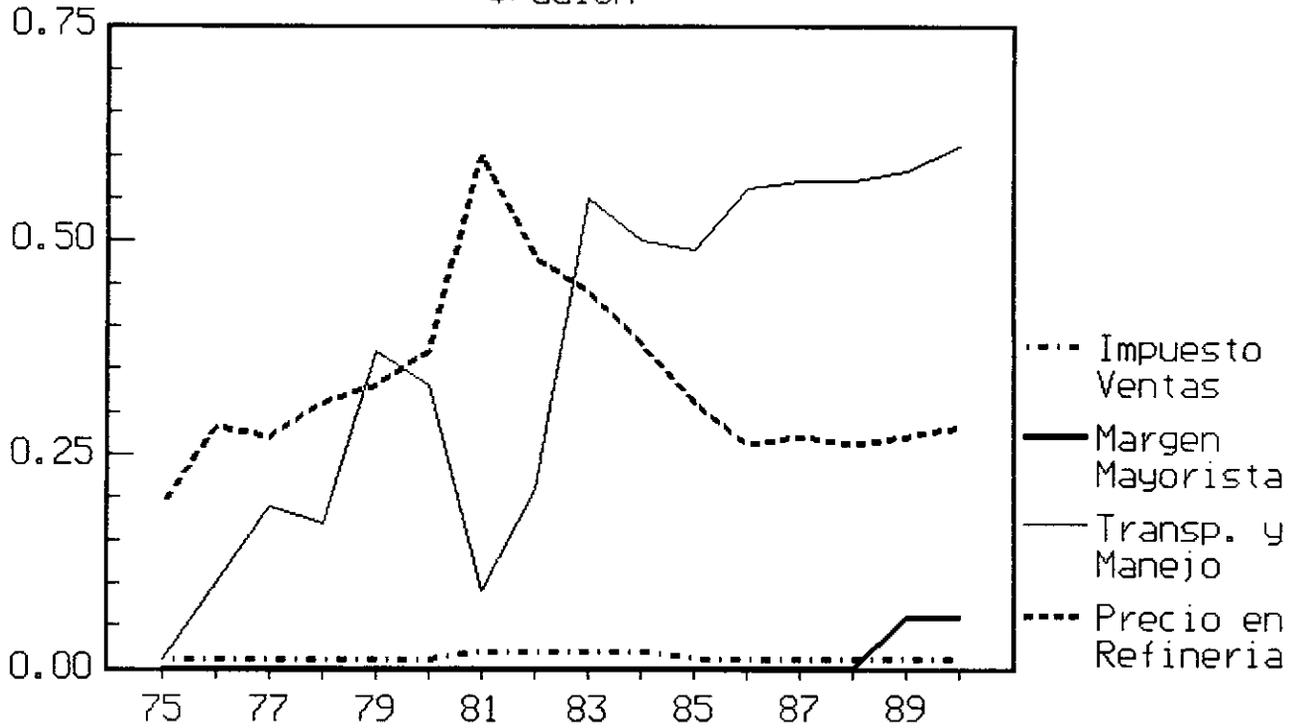
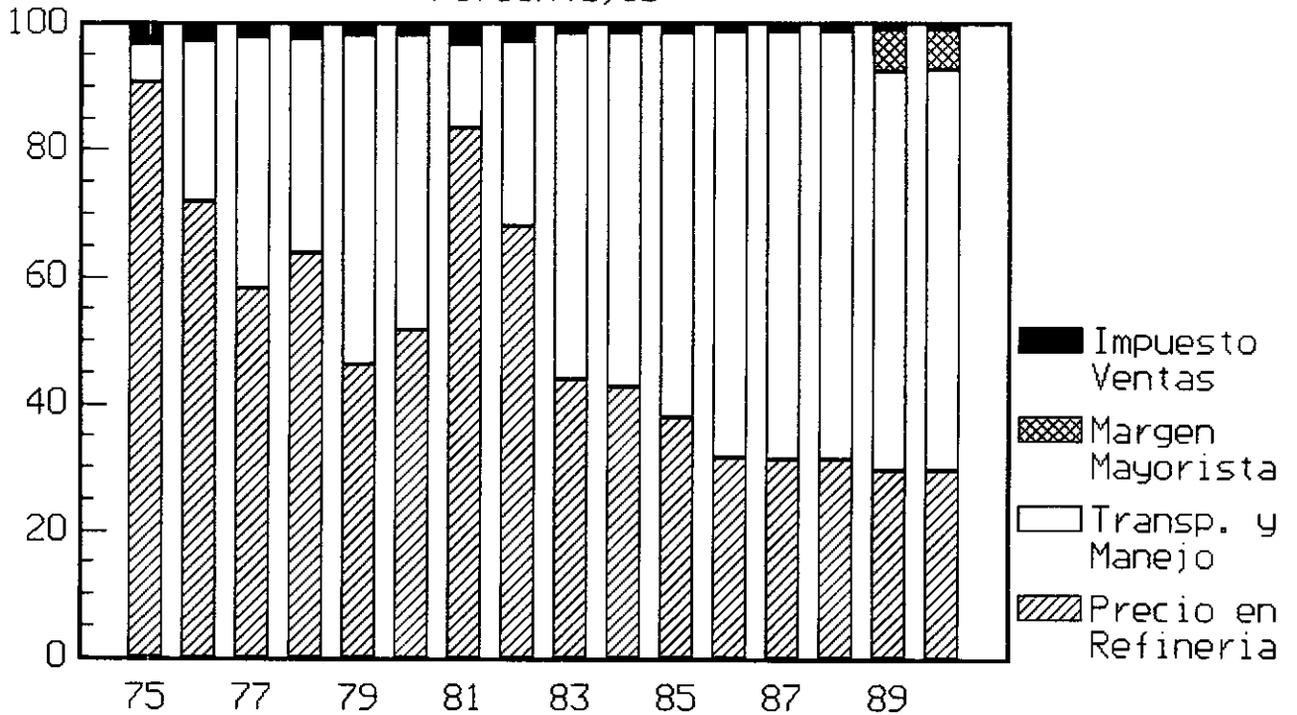


Gráfico 3.6-B
 ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL COMBUSTOLEO
 PARTICIPACION EN EL PRECIO PLANTA ABASTO
 Porcentajes



Cuadro 3.8
ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL PROPANO (GLP)
\$/Galón - Precios constantes de 1988

| | Producción Transporte y Manejo | | Distribución | Impuestos | Otros | Sub-total | Precio de venta al público | | | | | | | |
|------|--------------------------------|---------------------|--------------|-----------|-------|-----------|----------------------------|------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------------------------|--------|--------|-------|
| | Precio en Refinería | Transporte y Manejo | | | | | Sub-total | Margen mayorista | Impuesto de venta | Fondo para reposición cilindros | Precio de venta para cilindros de | | | Total |
| | | | | | | | | | | | 100 lbs | 40 lbs | 20 lbs | |
| 1981 | 61.86 | 12.31 | 74.16 | 4.03 | 2.46 | 6.58 | 87.24 | 108.06 | 115.76 | 124.32 | 99.66 | | | |
| 1982 | 49.66 | 9.88 | 59.53 | 3.24 | 1.98 | 5.28 | 70.03 | 86.74 | 92.93 | 99.80 | 80.01 | | | |
| 1983 | 41.47 | 22.29 | 63.77 | 2.71 | 1.65 | 5.38 | 73.51 | 90.50 | 96.88 | 104.05 | 83.54 | | | |
| 1984 | 35.71 | 27.51 | 63.21 | 2.70 | 1.42 | 5.38 | 72.72 | 90.09 | 96.52 | 103.93 | 82.96 | | | |
| 1985 | 28.78 | 23.61 | 52.40 | 2.46 | 1.15 | 4.43 | 60.43 | 74.77 | 80.02 | 86.31 | 68.89 | | | |
| 1986 | 24.22 | 26.30 | 50.52 | 3.32 | 0.96 | 4.15 | 58.95 | 72.50 | 77.21 | 83.91 | 66.94 | | | |
| 1987 | 19.70 | 32.17 | 51.87 | 3.28 | 0.78 | 4.37 | 60.30 | 73.85 | 78.59 | 84.75 | 68.24 | | | |
| 1988 | 21.43 | 34.74 | 56.17 | 3.59 | 0.86 | 4.52 | 65.14 | 81.89 | 83.15 | 89.54 | 73.78 | | | |
| 1989 | 22.51 | 36.02 | 58.52 | 3.97 | 0.90 | 5.01 | 68.40 | 86.35 | 85.50 | 91.41 | 78.41 | | | |
| 1990 | 27.31 | 45.05 | 72.36 | 4.06 | 1.09 | 4.42 | 81.93 | 101.68 | 102.58 | 107.17 | 92.14 | | | |

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL

Porcentajes

| | | | | | | | | | | | |
|-----------|--------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1985/1981 | -11.97 | 11.47 | -5.63 | -7.93 | -11.97 | -6.37 | -5.93 | -5.95 | -5.97 | -5.90 | -5.97 |
| 1990/1985 | -0.87 | 11.37 | 5.53 | 8.71 | -0.77 | -0.06 | 5.20 | 5.26 | 4.23 | 3.67 | 4.97 |

PARTICIPACION EN EL PRECIO EN PLANTA

Porcentajes

| | | | | | | | |
|------|-------|-------|-------|------|------|------|--------|
| 1981 | 70.91 | 14.11 | 85.01 | 4.63 | 2.82 | 7.54 | 100.00 |
| 1982 | 70.91 | 14.11 | 85.01 | 4.63 | 2.82 | 7.54 | 100.00 |
| 1983 | 56.42 | 30.33 | 86.75 | 3.68 | 2.25 | 7.32 | 100.00 |
| 1984 | 49.10 | 37.83 | 86.93 | 3.72 | 1.95 | 7.40 | 100.00 |
| 1985 | 47.63 | 39.07 | 86.70 | 4.07 | 1.90 | 7.33 | 100.00 |
| 1986 | 41.08 | 44.61 | 85.69 | 5.63 | 1.63 | 7.05 | 100.00 |
| 1987 | 32.68 | 53.35 | 86.02 | 5.44 | 1.30 | 7.24 | 100.00 |
| 1988 | 32.90 | 53.33 | 86.23 | 5.51 | 1.32 | 6.93 | 100.00 |
| 1989 | 32.90 | 52.66 | 85.56 | 5.81 | 1.32 | 7.32 | 100.00 |
| 1990 | 33.33 | 54.99 | 88.32 | 4.95 | 1.33 | 5.39 | 100.00 |

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPEPETROL (1991).
Cálculos del autor.

Gráfico 3.7-A
 ESTRUCTURA DE PRECIOS GAS PROPANO (GLP)
 PRECIOS CONSTANTES DE 1988
 \$/Galón

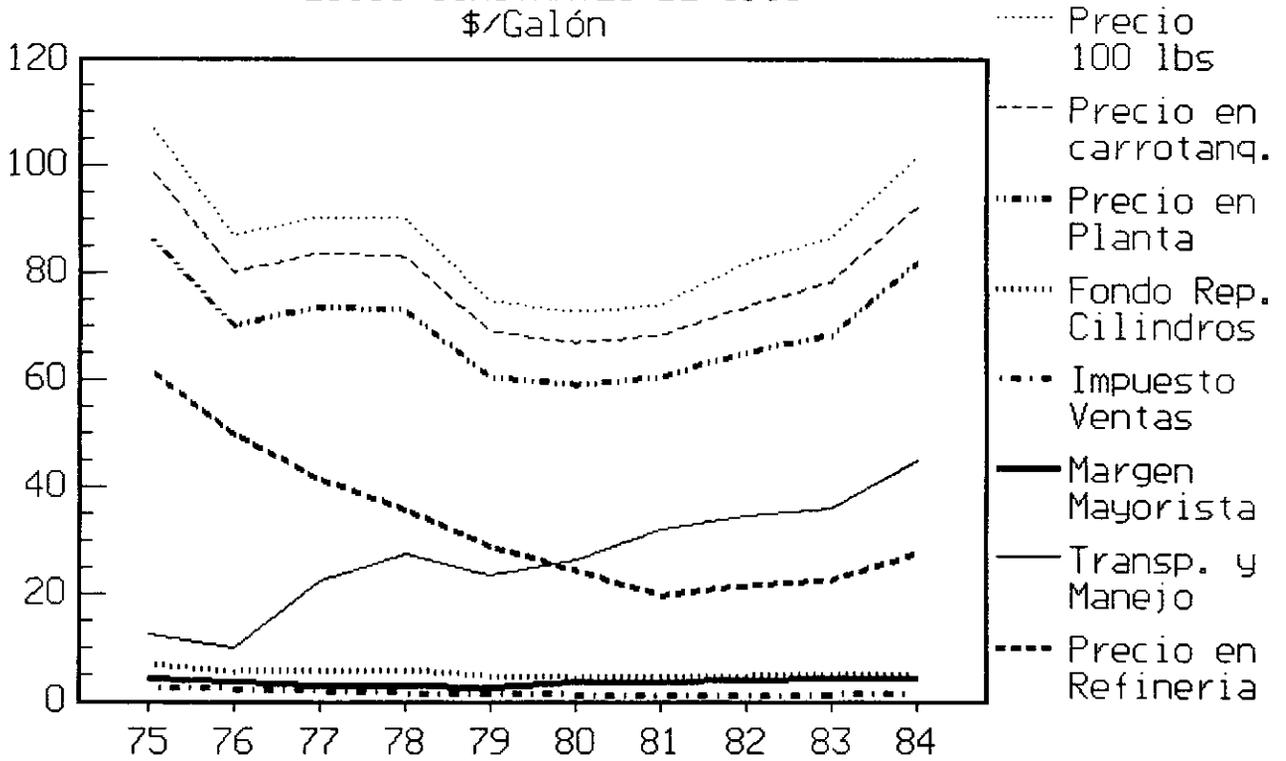
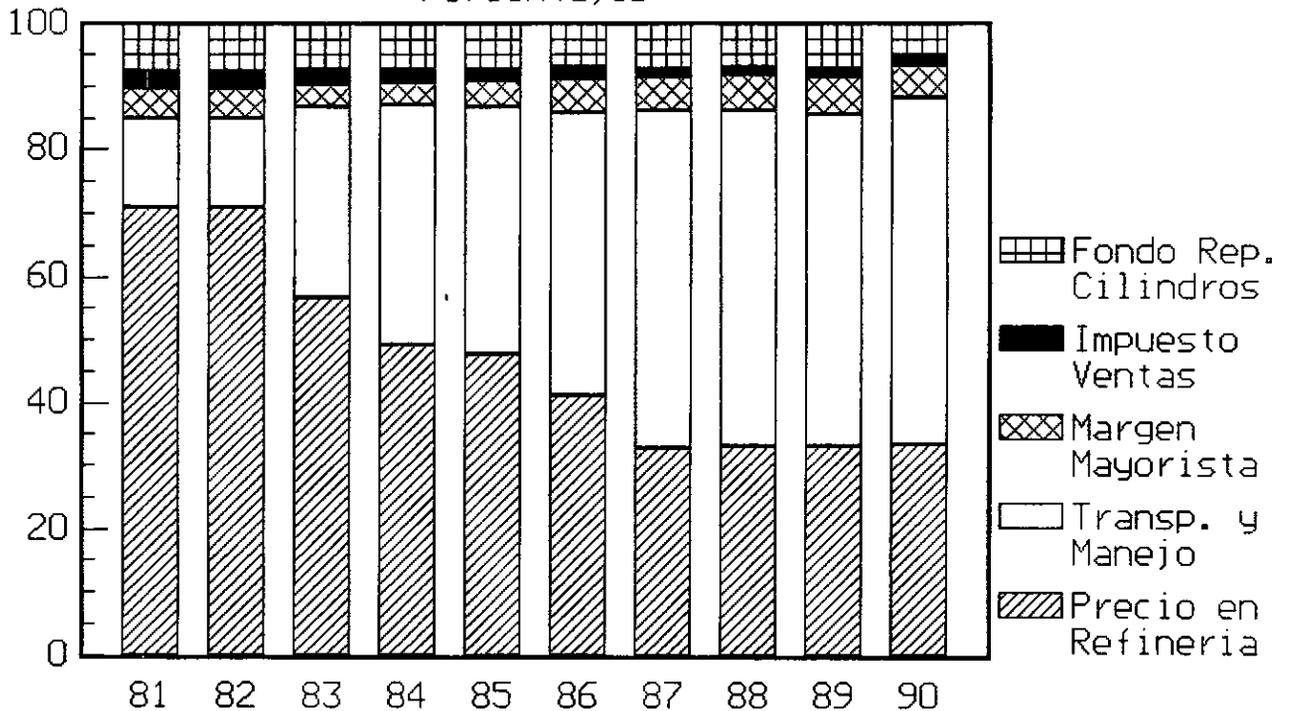


Gráfico 3.7-B
 ESTRUCTURA DE PRECIOS GAS PROPANO (GLP)
 PARTICIPACION EN EL PRECIO PLANTA ABASTO
 Porcentajes



de petróleo.

Los precios colombianos, sin embargo, son de los más bajos: tan solo superan a los de Arabia Saudita, Venezuela y Ecuador. Por demás, si Venezuela y Ecuador perseveran en el proceso de ajuste que están llevando a cabo en la actualidad, sus precios podrían llegar a superar los colombianos en poco tiempo.

Los precios colombianos representan apenas el 32% con relación a los promedio (gasolina extra) y el 15% (gasolina regular), 18.1% (extra) y 20% (diesel) con respecto a los más altos de la muestra: los italianos. Asimismo, equivalen apenas al 21.6% (regular), 25% (extra) y 38% (diesel) de los más altos del tercer mundo: los uruguayos.

En cuanto a estructura, es uno de los pocos países que no tienen precio del diesel menor que el de la gasolina regular y uno de los que diferencia más entre extra y regular, en términos porcentuales.

2. Impuestos y precios al productor

Como porcentaje del precio al consumidor, el gravamen colombiano ocupa el puesto 27 de 36 en gasolina regular, 30 de 37 en la extra y 27 de 39 en el diesel. Para gasolina regular, el impuesto equivale al 33% del precio al consumidor vs 75% en Italia y 57% en Argentina, los más altos del mundo y de América Latina.

No obstante, la comparación es más desventajosa si se considera el valor del impuesto por galón: ocupa el puesto 32 de 36 en el caso de la gasolina regular, 34 de 37 en la extra y 30 de 39 en el diesel. Para gasolina regular, el impuesto es de 0.21 US\$ /galón vs. 3.14 en Italia y 1.19 en Argentina.

Pero aún esta comparación es insuficiente, comoquiera que, como ya se advirtió, los impuestos colombianos los paga en su mayor parte Ecopetrol y no los consumidores.

En efecto, el nuestro es uno de los pocos países en los que el productor recibe mucho menos que el precio internacional: por debajo de 0.75 US\$ por galón, se sitúan tan solo Colombia (42), Ecuador (21) y Venezuela (17). Solamente en estos tres países la empresa estatal subsidia a los consumidores y la estructura de precios no permite el desarrollo de refinadores ni de importadores privados.

3. Comparación de la estructura de precios en América Latina

Los cuadros 3.12 y 3.13 comparan los niveles y estructura de los precios de los derivados del petróleo en Colombia con otros países latinoamericanos en marzo de 1991. Su análisis y el estudio detallado comparado de la estructura de los precios en un grupo de países de la región llevado a cabo por Olade, permite concluir lo siguiente¹:

1. Colombia es el único país de la región que cobra el mismo precio por la gasolina regular, el diesel y el kerosene. El precio del diesel es superior al 90% del de la gasolina en pocos países (Guyana, Chile, Ecuador y Grenada) y, en la mayoría de los casos se encuentra entre el 50% y el 70%. El precio del kerosene es en general inferior al del diesel, oscilando entre el 30% y el 70% del de la gasolina en la mayoría de los países.

2. En lo que hace al gas licuado de propano, pocos países de la región tienen precios similares al de la gasolina regular (Venezuela, Guyana, Barbados y Granada). Los países grandes de la región tienen el siguiente orden: Venezuela 113% (recuérdese que es el de precios más bajos de la gasolina), Colombia 62%, Argentina 36%, México 32%, Brasil 28%.

¹ Cuadro 3.14.

Cuadro 3.10
 PRECIOS E IMPUESTOS AL CONSUMO FINAL DE LA
 GASOLINA EXTRA EN DIFERENTES PAISES
 US\$/Galón

| País | Precio antes de impuestos | Precio al consumo final | Impuesto | Orden según impuesto | Impuesto como porcentaje del precio al consumidor (%) | Orden según porcentajes |
|----------------------|---------------------------|-------------------------|----------|----------------------|---|-------------------------|
| Italia | 1.02 | 4.36 | 3.34 | 1 | 76.61 | 1 |
| Suecia | 1.33 | 4.02 | 2.69 | 4 | 66.92 | 8 |
| Luxemburgo | 1.21 | 4.00 | 2.79 | 2 | 69.75 | 6 |
| Holanda | 1.21 | 4.00 | 2.79 | 3 | 69.75 | 5 |
| Finlandia | 1.61 | 3.98 | 2.37 | 7 | 59.55 | 16 |
| Japón | 2.37 | 3.84 | 1.47 | 19 | 38.28 | 27 |
| Portugal | 0.97 | 3.56 | 2.59 | 5 | 72.75 | 3 |
| Irlanda | 1.19 | 3.51 | 2.32 | 8 | 66.10 | 10 |
| Hungría | 1.38 | 3.39 | 2.01 | 13 | 59.29 | 17 |
| Francia | 0.83 | 3.33 | 2.50 | 6 | 75.08 | 2 |
| Dinamarca | 1.02 | 3.26 | 2.24 | 9 | 68.71 | 7 |
| Bélgica | 1.09 | 3.23 | 2.14 | 10 | 66.25 | 9 |
| Uruguay | 3.14 | 3.14 | | | | |
| Reino Unido | 1.07 | 3.14 | 2.07 | 11 | 65.92 | 11 |
| Suriname | 1.05 | 3.07 | 2.02 | 12 | 65.80 | 12 |
| Austria | 1.28 | 3.00 | 1.72 | 17 | 57.33 | 19 |
| España | 1.04 | 2.99 | 1.95 | 15 | 65.22 | 13 |
| Alemania | 1.04 | 2.80 | 1.76 | 16 | 62.86 | 14 |
| Grecia | 0.75 | 2.70 | 1.95 | 14 | 72.22 | 4 |
| Argentina | 0.97 | 2.53 | 1.56 | 18 | 61.66 | 15 |
| Barbados | 1.31 | 2.50 | 1.19 | 21 | 47.60 | 23 |
| Perú | 1.02 | 2.43 | 1.41 | 20 | 58.02 | 18 |
| Paraguay | 2.31 | 2.31 | | | | |
| Guatemala | 2.00 | 2.30 | 0.30 | 32 | 13.04 | 35 |
| Nueva Zelanda | 1.11 | 2.11 | 1.00 | 22 | 47.39 | 24 |
| Antigua y Barbuda | 1.27 | 2.10 | 0.83 | 27 | 39.52 | 26 |
| Canadá | 1.21 | 2.09 | 0.88 | 26 | 42.11 | 25 |
| Costa Rica | 2.01 | 2.01 | | | | |
| República Dominicana | 1.97 | 1.97 | | | | |
| Curazao/N.Antillas | 0.91 | 1.91 | 1.00 | 23 | 52.36 | 21 |
| Grenada | 1.20 | 1.88 | 0.68 | 28 | 36.17 | 29 |
| Panamá | 0.95 | 1.86 | 0.91 | 25 | 48.92 | 22 |
| Bonaire/N.Antillas | 0.87 | 1.83 | 0.96 | 24 | 52.46 | 20 |
| Sur Africa | 1.31 | 1.78 | 0.47 | 30 | 26.40 | 31 |
| El Salvador | 1.76 | 1.76 | | | | |
| Honduras | 1.64 | 1.74 | 0.10 | 35 | 5.75 | 37 |
| Chile | 0.98 | 1.54 | 0.56 | 29 | 36.36 | 28 |
| Fuerto Rico | 1.07 | 1.35 | 0.28 | 33 | 20.74 | 33 |
| U.S.A. | 1.00 | 1.33 | 0.33 | 31 | 24.81 | 32 |
| Colombia | 0.58 | 0.79 | 0.21 | 34 | 26.58 | 30 |
| Arabia Saudita | 0.56 | 0.56 | | | | |
| Ecuador | 0.36 | 0.40 | 0.04 | 37 | 10.00 | 36 |
| Venezuela | 0.20 | 0.24 | 0.04 | 36 | 16.67 | 34 |

Fuente: "Energy Détente", Volumen XII, Número 15.

Donato 31 1991

Cuadro 3.12
 PRECIOS INTERNOS DE LOS COMBUSTIBLES EN ALGUNOS PAISES DE AMERICA LATINA
 Precios en Marzo de 1991
 US\$/Galón

| | Gasolina Regular | Gasolina Extra | Gas Oil (Diesel) | GLP | Fuel Oil | Kerosene |
|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|------|-------------|----------|
| Argentina | 2.01 | 2.47 | 1.12 | 0.73 | 0.56 | 0.98 |
| Barbados | - | 2.39 | 2.09 | 2.39 | 0.61 | 1.04 |
| Bolivia | 1.61 | 2.32 | 1.28 | 0.65 | 1.24 | 0.86 |
| Brasil | 1.74 | - | 0.88 | 0.48 | 0.51 | 1.03 |
| Colombia | 0.61 | 0.76 | 0.61 | 0.38 | 0.34 | 0.61 |
| Costa Rica | 1.57 | 1.65 | 1.23 | 1.14 | 0.61 | 1.18 |
| Cuba | 1.02 | 1.21 | 0.25 | 0.51 | 0.23 | 0.32 |
| Chile | 1.41 | 1.51 | 1.35 | 1.23 | 0.56 | 1.23 |
| Ecuador | 0.42 | 0.57 | 0.40 | 0.13 | - | 0.05 |
| El Salvador | 1.69 | 2.01 | 0.83 | 0.89 | 0.69 | 1.00 |
| Grenada | - | 1.89 | 1.77 | 2.14 | 2.07 | 1.36 |
| Guatemala | 1.75 | 1.88 | 1.17 | 0.74 | 0.67 | 1.66 |
| Guyana | - | 1.22 | 1.22 | 1.30 | 0.66 | 0.42 |
| Haiti | - | 2.60 | 1.75 | 1.50 | 0.70 | 1.60 |
| Honduras | 1.40 | 1.64 | 1.26 | 0.78 | 0.88 | 0.56 |
| Jamaica | - | 1.50 | 1.28 | 1.52 | 0.50 | 0.74 |
| México | 0.90 | 1.27 | 0.72 | 0.29 | 0.29 | 0.72 |
| Nicaragua | 2.00 | - | 1.30 | 0.90 | 0.65 | 1.30 |
| Panamá | 2.05 | 2.13 | 1.25 | 0.42 | 0.51 | 1.10 |
| Paraguay | 2.08 | 2.31 | 1.38 | 1.20 | 0.75 | 1.49 |
| Perú | 1.93 | 2.63 | 1.18 | 1.04 | 0.86 | 1.02 |
| Rep. Dominicana | 1.56 | 1.71 | 1.07 | 0.25 | 0.62 | 1.40 |
| Suriname | - | 2.11 | 1.55 | 1.50 | 0.25 | 1.36 |
| Trinidad y Tobago | 1.29 | 1.32 | 0.79 | 0.92 | - | 0.79 |
| Uruguay | 2.80 | 3.03 | 1.58 | 1.48 | 0.88 | 1.32 |
| Venezuela | 0.24 | 0.26 | 0.18 | 0.27 | 0.17 | 0.16 |

Fuente: "Sistema de Información Energética". OLADE, 1991.

Cuadro 3.13
 PRECIOS INTERNOS DE LOS COMBUSTIBLES EN ALGUNOS PAISES DE AMERICA LATINA
 Precios en Marzo de 1991
 Índice: Gasolina Extra = 1.00 (1)

| | Gasolina Regular | Gasolina Extra | Gas Oil (Diesel) | GLP | Fuel Oil | Kerosene |
|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|------|-------------|----------|
| Argentina | 1.00 | 1.23 | 0.56 | 0.36 | 0.28 | 0.49 |
| Barbados | - | 1.00 | 0.87 | 1.00 | 0.26 | 0.44 |
| Bolivia | 1.00 | 1.44 | 0.80 | 0.40 | 0.77 | 0.53 |
| Brasil | 1.00 | - | 0.51 | 0.28 | 0.29 | 0.59 |
| Colombia | 1.00 | 1.25 | 1.00 | 0.62 | 0.56 | 1.00 |
| Costa Rica | 1.00 | 1.05 | 0.78 | 0.73 | 0.39 | 0.75 |
| Cuba | 1.00 | 1.19 | 0.25 | 0.50 | 0.23 | 0.31 |
| Chile | 1.00 | 1.07 | 0.96 | 0.87 | 0.40 | 0.87 |
| Ecuador | 1.00 | 1.36 | 0.95 | 0.31 | - | 0.12 |
| El Salvador | 1.00 | 1.19 | 0.49 | 0.52 | 0.41 | 0.59 |
| Grenada | - | 1.00 | 0.94 | 1.13 | 1.10 | 0.72 |
| Guatemala | 1.00 | 1.07 | 0.67 | 0.42 | 0.38 | 0.95 |
| Guyana | - | 1.00 | 1.00 | 1.07 | 0.54 | 0.34 |
| Haiti | - | 1.00 | 0.67 | 0.58 | 0.27 | 0.62 |
| Honduras | 1.00 | 1.17 | 0.90 | 0.56 | 0.63 | 0.40 |
| Jamaica | - | 1.00 | 0.85 | 1.01 | 0.33 | 0.49 |
| México | 1.00 | 1.41 | 0.80 | 0.32 | 0.32 | 0.80 |
| Nicaragua | 1.00 | - | 0.65 | 0.45 | 0.33 | 0.65 |
| Panamá | 1.00 | 1.04 | 0.61 | 0.20 | 0.25 | 0.54 |
| Paraguay | 1.00 | 1.11 | 0.66 | 0.58 | 0.36 | 0.72 |
| Perú | 1.00 | 1.36 | 0.61 | 0.54 | 0.45 | 0.53 |
| Rep. Dominicana | 1.00 | 1.10 | 0.69 | 0.16 | 0.40 | 0.90 |
| Suriname | - | 1.00 | 0.73 | 0.71 | 0.12 | 0.64 |
| Trinidad y Tobago | 1.00 | 1.02 | 0.61 | 0.71 | - | 0.61 |
| Uruguay | 1.00 | 1.08 | 0.56 | 0.53 | 0.31 | 0.47 |
| Venezuela | 1.00 | 1.08 | 0.75 | 1.13 | 0.71 | 0.67 |

(1) Para los países para los cuales no existen datos del precio de la gasolina regular se toma como índice el precio de la gasolina extra

Fuente: "Sistema de Información Energética". OLADE, 1991.
 Cálculos del autor.

3. Sin embargo, en términos absolutos los precios del diesel, kerosene y GLP en Colombia son inferiores a los promedios de la región.
4. Por su parte, las mayores diferencias entre gasolina extra y gasolina regular se encuentran en su orden en: Perú 36%, Bolivia 44%, Ecuador 36% y Colombia 25%.
5. Los márgenes de comercialización son muy similares en los distintos países, con excepción de los centroamericanos, donde tienden a ser un poco más altos y Colombia, donde son más bajos (datos de 1988 y 1989).
6. Colombia es el único país de la región que no ha tenido una política explícita de subsidios de precios para el sector rural o la clase baja en las ciudades, a excepción del enorme subsidio otorgado al cocinol en la ciudad de Bogotá y sus alrededores.

**CAPITULO IV
PRECIOS Y AHORRO DE ENERGETICOS**

A. INTENSIDAD ENERGETICA GLOBAL

1. Consumo de Energía por habitante

El consumo de energía per-cápita está correlacionado con el ingreso per-capita de los distintos países. En América Latina el orden es el siguiente (datos de 1989, Cuadro 4.1)

| | | Teracalorías/ mil habitantes | Ingreso per cápita (Miles de US\$) |
|----|-----------|---------------------------------|--|
| 1º | Venezuela | 14.3 | 2.79 |
| 2º | México | 9.8 | 2.29 |
| 3º | Argentina | 9.5 | 2.28 |
| 4º | Chile | 9.2 | 2.54 |
| 5º | Brasil | 7.9 | 1.90 |
| 6º | Colombia | 6.4 | 1.45 |
| 7º | Ecuador | 5.0 | 1.32 |

Más aún, el consumo per cápita ha evolucionado de manera similar al ingreso per cápita. Así, en los años 70, creció en todos los países de la región (especialmente en los que se beneficiaron del boom petrolero, como Venezuela, México y Ecuador), con excepción de Chile, en el que se presentó un estancamiento económico durante la década, y Argentina. (cuadro 4.1)

Por el contrario, en la década de los 80 el consumo energético per cápita decreció o se mantuvo constante en todos los países azotados por la crisis económica, con excepción de Colombia, cuyo ingreso per cápita creció durante todo el período, y de Chile, que reinició el crecimiento en la segunda mitad de la década. En el caso de Chile, es particularmente claro el descenso del consumo per cápita en los periodos de crisis a mediados de los años 70 y en los años 83-85.

2. Intensidad energética global.

Ahora bien, la intensidad energética, medida como consumo de energía en relación con el producto interno bruto, depende tanto del ingreso per-cápita como de otros factores, tales como el nivel de los precios de los energéticos, la participación de energéticos no comerciales en el consumo residencial, etc. El orden en América Latina es el siguiente (1989):

| | | Inten- sidad (Tcal/PIB) | Ingreso per cápita (Miles de US\$) | Participación Biomasa (%) |
|----|-----------|-------------------------------|--|---------------------------------|
| 1º | Venezuela | 5.2 | 2.79 | - |
| 2º | Colombia | 4.6 | 2.29 | 6.12 |
| 3º | México | 4.3 | 2.28 | 2.44 |
| 4º | Argentina | 4.1 | 2.54 | 1.45 |
| 5º | Brasil | 3.9 | 1.90 | 3.29 |
| 6º | Ecuador | 3.7 | 1.45 | 2.74 |
| 7º | Chile | 3.7 | 1.32 | - |

Cuadro 4.1
 INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA (1)
 CONSUMO ENERGÉTICO TOTAL
 Teracalorías/Población Total (Miles de Personas)

| Año | Argentina | Brasil | Colombia | Chile | Ecuador | México | Venezuela |
|------|-----------|--------|----------|-------|---------|--------|-----------|
| 1970 | 9.510 | 6.501 | 5.002 | 8.504 | 3.696 | 6.910 | 8.837 |
| 1971 | 9.671 | 6.665 | 5.200 | 8.743 | 3.709 | 6.925 | 8.709 |
| 1972 | 9.385 | 6.899 | 5.233 | 8.725 | 3.701 | 7.235 | 9.431 |
| 1973 | 9.937 | 7.271 | 5.361 | 8.353 | 3.781 | 7.490 | 10.917 |
| 1974 | 10.122 | 7.464 | 5.518 | 8.326 | 3.883 | 7.804 | 11.607 |
| 1975 | 9.695 | 7.545 | 5.544 | 7.333 | 4.112 | 8.107 | 12.440 |
| 1976 | 9.925 | 7.783 | 5.661 | 7.469 | 4.314 | 8.395 | 13.445 |
| 1977 | 10.045 | 7.835 | 5.565 | 7.727 | 4.589 | 8.402 | 14.191 |
| 1978 | 10.216 | 7.961 | 5.788 | 8.030 | 4.885 | 9.200 | 13.982 |
| 1979 | 10.520 | 8.141 | 5.831 | 8.213 | 4.968 | 9.498 | 15.607 |
| 1980 | 10.461 | 8.071 | 5.841 | 8.440 | 5.185 | 9.944 | 16.141 |
| 1981 | 10.248 | 7.534 | 5.731 | 8.257 | 5.372 | 10.531 | 15.689 |
| 1982 | 10.080 | 7.394 | 5.803 | 7.515 | 5.403 | 10.537 | 15.834 |
| 1983 | 10.411 | 7.233 | 5.883 | 7.660 | 5.177 | 10.099 | 14.928 |
| 1984 | 10.482 | 7.458 | 5.791 | 7.876 | 5.435 | 9.972 | 15.084 |
| 1985 | 9.723 | 7.564 | 5.888 | 7.697 | 5.615 | 10.017 | 15.519 |
| 1986 | 9.892 | 7.868 | 5.888 | 7.968 | 5.539 | 9.428 | 14.445 |
| 1987 | 10.757 | 8.028 | 6.212 | 8.017 | 5.232 | 9.649 | 14.936 |
| 1988 | 10.180 | 8.000 | 6.314 | 8.700 | 5.312 | 9.347 | 14.423 |
| 1989 | 9.542 | 7.943 | 6.375 | 9.234 | 5.025 | 9.790 | 14.303 |

(1) Intensidad energética = Consumo energético total

Población Total

Fuente: "Sistema de Información Económica-Energética", OLADE (1991).
 Cálculos del autor.

Cuadro 4.2
 INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA (1)
 CONSUMO ENERGÉTICO TOTAL
 Teracalorías/PIB (Millones de \$US de 1980)

| Año | Argentina | Brasil | Colombia | Chile | Ecuador | México | Venezuela |
|------|-----------|--------|----------|-------|---------|--------|-----------|
| 1970 | 3.460 | 5.847 | 5.579 | 4.009 | 4.898 | 3.885 | 1.882 |
| 1971 | 3.445 | 5.513 | 5.606 | 3.858 | 4.733 | 3.870 | 2.006 |
| 1972 | 3.333 | 5.223 | 5.361 | 3.961 | 4.077 | 3.857 | 2.330 |
| 1973 | 3.476 | 4.948 | 5.245 | 4.071 | 3.197 | 3.814 | 2.639 |
| 1974 | 3.408 | 4.806 | 5.250 | 4.058 | 3.238 | 3.869 | 2.989 |
| 1975 | 3.336 | 4.728 | 5.286 | 4.144 | 3.425 | 3.924 | 3.458 |
| 1976 | 3.480 | 4.537 | 5.276 | 4.135 | 3.366 | 4.010 | 3.630 |
| 1977 | 3.359 | 4.452 | 5.108 | 3.985 | 3.494 | 3.989 | 3.794 |
| 1978 | 3.591 | 4.414 | 5.032 | 3.900 | 3.581 | 4.142 | 3.813 |
| 1979 | 3.510 | 4.325 | 4.928 | 3.754 | 3.558 | 4.014 | 4.308 |
| 1980 | 3.476 | 4.015 | 4.839 | 3.646 | 3.666 | 3.980 | 4.779 |
| 1981 | 3.714 | 4.010 | 4.744 | 3.427 | 3.763 | 3.972 | 4.839 |
| 1982 | 3.935 | 4.000 | 4.856 | 3.627 | 3.850 | 4.098 | 5.088 |
| 1983 | 4.017 | 4.143 | 4.934 | 3.858 | 3.838 | 4.199 | 5.218 |
| 1984 | 4.006 | 4.157 | 4.777 | 3.818 | 3.953 | 4.098 | 5.501 |
| 1985 | 3.939 | 3.975 | 4.778 | 3.714 | 4.000 | 4.106 | 5.820 |
| 1986 | 3.832 | 3.929 | 4.561 | 3.708 | 3.920 | 4.108 | 5.207 |
| 1987 | 4.134 | 3.950 | 4.647 | 3.603 | 4.198 | 4.229 | 5.262 |
| 1988 | 4.078 | 4.019 | 4.643 | 3.710 | 3.788 | 4.132 | 4.918 |
| 1989 | 4.054 | 3.933 | 4.623 | 3.656 | 3.688 | 4.295 | 5.227 |

(1) Intensidad energética = Consumo energético total

PIB Total

Fuente: "Sistema de Información Económica-Energética", GLADE (1991).
 Cálculos del autor.

Venezuela y México son unos de los países con mayores ingresos per cápita en la región y precios muy bajos de los energéticos. Colombia, pasa a ser el 2o. del grupo en intensidad energética, lo que indica claramente un problema de eficiencia, asociado con sus precios bajos de la energía y su alto consumo de leña en el sector residencial (el mayor de la región, ver cuadro 4.2). En contraste, Argentina, que tiene altos precios y un bajísimo consumo de energías primarias en el sector residencial, pasa a ser el 4o. en intensidad energética. Brasil y Chile donde, de una parte, se tienen precios altos, pero de otra un porcentaje muy alto de consumo de leña en el sector residencial, presentan intensidades más bajas.

B. INTENSIDAD ENERGÉTICA EN LA INDUSTRIA

La intensidad energética global de una economía depende del peso relativo del consumo energético de los diferentes sectores consumidores y de su intensidad energética.

En general, los países con mayores ingresos per cápita poseen un grado de industrialización mayor y más complejo, que se manifiesta tanto en una mayor participación del sector en el PIB global como en una mayor intensidad energética sectorial. Esta última está influida, además, por el desarrollo de industrias intensivas en energía (aluminio, siderurgia, petroquímica) y, por supuesto, de los precios de los energéticos.

En América Latina la mayor intensidad energética en la industria corresponde, en su orden, a Venezuela y México, países en donde coinciden los mayores niveles de ingreso per-cápita, con precios bajos de la energía y en donde se han desarrollado más industrias intensivas en energía y transformadoras del petróleo (ver cuadro 4.3).

En contraste, Brasil y Argentina (terceros y cuartos), tienen una intensidad energética industrial significativamente menor que la de Venezuela y México, a pesar de su alto nivel de industrialización, y de ingreso per cápita en el caso de Argentina, en razón de sus mayores precios energéticos. El nivel de intensidad energética de la industria en Chile y Colombia no está muy lejos del de Argentina, a pesar de su menor nivel de industrialización.

| | | Intensidad (Tcal/PIB industrial) | Ingreso per cápita (Miles de US\$) | Precios energéticos (US\$/Tcal) |
|----|-----------|--|--|---------------------------------------|
| 1º | Venezuela | 5.40 | 2.79 | 15911 |
| 2º | México | 4.77 | 2.29 | 18399 |
| 3º | Brasil | 4.18 | 2.28 | 40467 |
| 4º | Argentina | 3.95 | 2.54 | 21305 |
| 5º | Chile | 3.86 | 1.90 | 27447 |
| 6º | Colombia | 3.55 | 1.45 | 13794 |
| 7º | Ecuador | 1.53 | 1.32 | 12025 |

C. INTENSIDAD ENERGETICA EN EL SECTOR TRANSPORTE

La intensidad en el sector transporte depende del nivel de ingreso per cápita y en proporción inversa con el precio de la gasolina y la participación del diesel en el consumo total, dada la mayor eficiencia relativa de este combustible (ver cuadro 4.4). La participación del consumo de Diesel, a su

Cuadro 4.3
 INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA (1)
 SECTOR INDUSTRIAL
 Teracalorías/PIB (Millones de \$US de 1980)

| Año | Argentina | Brasil | Colombia | Chile | Ecuador | México | Venezuela |
|------|-----------|--------|----------|-------|---------|--------|-----------|
| 1970 | 3.142 | 4.036 | 4.808 | 3.784 | 3.191 | 4.468 | 1.217 |
| 1971 | 2.926 | 3.919 | 4.832 | 3.579 | 2.952 | 4.533 | 1.287 |
| 1972 | 2.695 | 3.694 | 4.416 | 3.719 | 1.826 | 4.473 | 1.624 |
| 1973 | 2.904 | 3.509 | 4.209 | 3.866 | 1.022 | 4.339 | 1.988 |
| 1974 | 2.878 | 3.478 | 4.428 | 3.975 | 1.175 | 4.396 | 2.299 |
| 1975 | 2.778 | 3.511 | 4.243 | 4.362 | 1.363 | 4.487 | 2.728 |
| 1976 | 2.913 | 3.464 | 4.194 | 4.424 | 1.306 | 4.589 | 2.966 |
| 1977 | 2.573 | 3.716 | 4.094 | 4.470 | 1.373 | 4.509 | 3.340 |
| 1978 | 2.951 | 3.673 | 4.269 | 4.404 | 1.407 | 4.691 | 2.998 |
| 1979 | 2.855 | 3.661 | 4.095 | 4.178 | 1.583 | 4.522 | 3.828 |
| 1980 | 2.856 | 3.535 | 4.093 | 4.086 | 1.624 | 4.224 | 4.515 |
| 1981 | 3.119 | 3.520 | 3.977 | 3.541 | 1.629 | 4.262 | 4.264 |
| 1982 | 3.453 | 3.572 | 3.992 | 3.558 | 1.468 | 4.590 | 4.647 |
| 1983 | 3.535 | 3.957 | 4.268 | 4.053 | 1.454 | 5.383 | 4.602 |
| 1984 | 3.703 | 4.134 | 3.919 | 4.183 | 1.434 | 4.936 | 5.363 |
| 1985 | 3.774 | 3.968 | 3.872 | 3.964 | 1.687 | 4.912 | 6.015 |
| 1986 | 3.409 | 3.757 | 3.434 | 3.931 | 1.575 | 4.741 | 5.217 |
| 1987 | 3.911 | 3.976 | 3.692 | 3.804 | 1.992 | 4.948 | 5.540 |
| 1988 | 3.939 | 4.306 | 3.608 | 4.105 | 1.461 | 4.612 | 4.904 |
| 1989 | 3.950 | 4.181 | 3.554 | 3.856 | 1.525 | 4.766 | 5.395 |

(1) Intensidad energética = Consumo energéticos en la industria

PIB Industrial

Fuente: "Sistema de Información Económica-Energética", OLADE (1991).
 Cálculos del autor.

Cuadro 4.4
 INTENSIDAD ENERGETICA EN ALGUNOS PAISES DE AMERICA LATINA (1)
 SECTOR TRANSPORTE
 Teracalorías/PIB (Millones de \$US de 1980)

| Año | Argentina | Brasil | Colombia | Chile | Ecuador | México | Venezuela |
|------|-----------|--------|----------|-------|---------|--------|-----------|
| 1970 | 1.228 | 1.199 | 1.266 | 1.127 | 1.174 | 1.097 | 0.763 |
| 1971 | 1.271 | 1.177 | 1.298 | 1.122 | 1.169 | 1.112 | 0.835 |
| 1972 | 1.271 | 1.190 | 1.262 | 1.113 | 1.039 | 1.143 | 0.939 |
| 1973 | 1.255 | 1.222 | 1.278 | 1.098 | 0.867 | 1.154 | 0.989 |
| 1974 | 1.190 | 1.237 | 1.289 | 1.010 | 0.955 | 1.196 | 1.191 |
| 1975 | 1.132 | 1.249 | 1.353 | 1.000 | 1.100 | 1.206 | 1.443 |
| 1976 | 1.150 | 1.222 | 1.397 | 0.971 | 1.109 | 1.263 | 1.515 |
| 1977 | 1.170 | 1.159 | 1.324 | 0.931 | 1.300 | 1.299 | 1.535 |
| 1978 | 1.241 | 1.209 | 1.328 | 0.971 | 1.431 | 1.395 | 1.672 |
| 1979 | 1.262 | 1.196 | 1.343 | 0.969 | 1.179 | 1.355 | 1.690 |
| 1980 | 1.280 | 1.053 | 1.315 | 0.961 | 1.257 | 1.403 | 1.829 |
| 1981 | 1.381 | 1.087 | 1.329 | 0.973 | 1.363 | 1.434 | 1.920 |
| 1982 | 1.469 | 1.127 | 1.364 | 1.027 | 1.388 | 1.435 | 2.053 |
| 1983 | 1.445 | 1.139 | 1.387 | 1.045 | 1.417 | 1.346 | 2.101 |
| 1984 | 1.373 | 1.116 | 1.367 | 0.983 | 1.510 | 1.371 | 2.055 |
| 1985 | 1.341 | 1.113 | 1.373 | 0.950 | 1.528 | 1.351 | 2.053 |
| 1986 | 1.284 | 1.167 | 1.295 | 0.948 | 1.529 | 1.395 | 1.943 |
| 1987 | 1.307 | 1.121 | 1.299 | 0.959 | 1.600 | 1.406 | 1.895 |
| 1988 | 1.229 | 1.148 | 1.261 | 1.015 | 1.446 | 1.404 | 1.855 |
| 1989 | 1.236 | 1.177 | 1.259 | 1.004 | 1.446 | 1.505 | 1.794 |

(1) Intensidad energética = Consumo energético sector transporte

PIB Total

Fuente: "Sistema de Información Económica-Energética", OLADE (1991).
 Cálculos del autor.

vez, está asociada inversamente con su precio relativo frente al de la gasolina.

| | | Inten- sidad (Tcal/PIB) | Precio Gasolina (US\$/Gal) | Participación Diesel (%) | Precio Diesel/Ga- solina |
|----|-----------|-------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 1º | Venezuela | 1.79 | 0.24 | 18.28 | 0.75 |
| 2º | México | 1.50 | 0.90 | 25.74 | 0.80 |
| 3º | Ecuador | 1.45 | 0.42 | 29.52 | 0.95 |
| 4º | Colombia | 1.26 | 0.61 | 14.07 | 1.00 |
| 5º | Argentina | 1.24 | 2.01 | 44.93 | 0.56 |
| 6º | Brasil | 1.18 | 1.74 | 46.93 | 0.51 |
| 7º | Chile | 1.00 | 1.41 | 43.07 | 0.96 |

Nota: el precio de la gasolina en México era relativamente más bajo hasta hace poco.

D. INTENSIDAD ENERGETICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

En lo que hace a la intensidad energética en el sector residencial, el ordenamiento es directamente proporcional al nivel de ingreso per cápita y a la participación de la leña en el consumo residencial e inversamente proporcional a los niveles de precios.

| | | Intensidad (Tcal/ PIB) | Participación Leña (%) | Precios Energéticos (US\$/Tcal) |
|----|-----------|---------------------------|------------------------------|---------------------------------------|
| 1º | Colombia | 1.21 | 61.77 | 20778 |
| 2º | Chile | 1.02 | 53.82 | 53636 |
| 3º | Ecuador | 1.00 | 52.42 | 9716 |
| 4º | México | 0.93 | 42.98 | 19506 |
| 5º | Argentina | 0.84 | 4.71 | 17634 |
| 6º | Brasil | 0.62 | 47.81 | 45536 |
| 7º | Venezuela | 0.52 | 0.26 | 13243 |

La mayor ineficiencia se observa en el caso Colombiano, donde coincide la mayor participación de la leña en el consumo residencial y uno de los menores precios de los energéticos. Le sigue Chile, que es el que presenta el 2o. nivel de consumo de leña en el sector residencial, aún cuando tiene unos de los precios más altos de los energéticos. El tercer lugar lo ocupa Ecuador, que presenta también el 3er. consumo más alto de leña y precios muy bajos de los energéticos (cuadro 4.5).

Los niveles de más baja intensidad energética se presentan en Argentina y Venezuela, en donde no hay consumo de leña o de otros energéticos primarios en el sector residencial, y en Brasil, que conjuntamente con Argentina tiene los precios más altos.

Los cambios en el tiempo de la intensidad energética en el sector residencial están directamente vinculados con la disminución de la participación de la leña. Así, la mayor disminución se dió durante todo el período en Brasil, país donde se redujo continuamente y en mayor medida el uso de la leña (capítulo V, sección A.2). La intensidad también se redujo en Ecuador y en Colombia en los 70's, años en los que disminuyó la participación de la leña en el consumo residencial.

La intensidad energética en Argentina y Venezuela, se incrementó durante el período, a diferencia de lo ocurrido en los demás países, si bien continuó siendo la más baja del grupo. Ello se

Cuadro 4.5
 INTENSIDAD ENERGETICA EN ALGUNOS PAISES DE AMERICA LATINA (1)
 SECTOR RESIDENCIAL
 Teracalorias/PIB Total (Millones de dólares de 1980)

| Año | Argentina | Brasil | Colombia | Chile | Ecuador | México | Venezuela |
|------|-----------|--------|----------|-------|---------|--------|-----------|
| 1970 | 0.661 | 2.056 | 1.830 | 1.139 | 2.565 | 1.079 | 0.250 |
| 1971 | 0.666 | 1.860 | 1.822 | 1.078 | 2.397 | 1.070 | 0.262 |
| 1972 | 0.633 | 1.675 | 1.749 | 1.152 | 1.998 | 1.031 | 0.276 |
| 1973 | 0.725 | 1.465 | 1.673 | 1.246 | 1.508 | 0.993 | 0.303 |
| 1974 | 0.718 | 1.352 | 1.627 | 1.205 | 1.427 | 0.964 | 0.319 |
| 1975 | 0.727 | 1.270 | 1.670 | 1.333 | 1.418 | 0.974 | 0.373 |
| 1976 | 0.789 | 1.149 | 1.595 | 1.324 | 1.353 | 0.957 | 0.371 |
| 1977 | 0.775 | 1.068 | 1.564 | 1.253 | 1.286 | 0.942 | 0.359 |
| 1978 | 0.805 | 0.990 | 1.464 | 1.166 | 1.209 | 0.905 | 0.386 |
| 1979 | 0.744 | 0.935 | 1.436 | 1.092 | 1.178 | 0.851 | 0.403 |
| 1980 | 0.756 | 0.854 | 1.386 | 1.021 | 1.144 | 0.852 | 0.424 |
| 1981 | 0.846 | 0.882 | 1.379 | 0.986 | 1.126 | 0.807 | 0.503 |
| 1982 | 0.866 | 0.823 | 1.402 | 1.143 | 1.276 | 0.837 | 0.515 |
| 1983 | 0.943 | 0.828 | 1.409 | 1.151 | 1.279 | 0.877 | 0.583 |
| 1984 | 0.988 | 0.800 | 1.381 | 1.112 | 1.221 | 0.878 | 0.581 |
| 1985 | 0.983 | 0.714 | 1.358 | 1.091 | 1.140 | 0.884 | 0.662 |
| 1986 | 0.969 | 0.643 | 1.287 | 1.102 | 1.139 | 0.924 | 0.485 |
| 1987 | 1.058 | 0.653 | 1.246 | 1.048 | 1.319 | 0.937 | 0.489 |
| 1988 | 1.172 | 0.647 | 1.231 | 0.980 | 1.196 | 0.940 | 0.466 |
| 1989 | 0.836 | 0.618 | 1.213 | 1.021 | 0.996 | 0.934 | 0.520 |

(1) Intensidad energética = Consumo energético en el sector residencial

PIB Total

Fuente: "Sistema de Información Económica-Energética", OLADE (1991).
 Cálculos del autor.

debe a que desde el principio de los setenta en estos dos países el sector residencial consumía solamente energéticos comerciales, de manera que los incrementos de ingreso per cápita inevitablemente se reflejaron en un crecimiento de la intensidad energética en el sector residencial.

CAPITULO V

ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS Y DEL CONSUMO

A. SECTOR RESIDENCIAL

1. Evolución del consumo útil

El cuadro 5.1 muestra la evolución del consumo útil de energéticos (consumos calóricos corregidos por la eficiencia de utilización) en el sector residencial en Colombia, entre 1975 y 1989. Las principales tendencias son las siguientes:

1) Un aumento muy rápido de la participación de la energía eléctrica, especialmente entre 1975 y 1980, pasando del 28.3% en 1975 al 40% en 1980 y al 46.9% en 1989.

2) Una drástica disminución de la participación del kerosene (el 14.9% al 3.1% durante el período) y, en menor medida, de la leña (que baja del 24.8% al 16.3%).

3) La participación del GLP se redujo de manera importante entre 1975 y 1980 (del 20.3% al 14.4%), para volver a aumentar hasta el 19% en 1989.

4) La participación del gas natural se incrementó con rapidez (desde el 0.06% al 5.4%) pero se mantiene aún en niveles muy pequeños.

5) La participación de las gasolinas (principalmente cocinol) aumentó notablemente entre 1975 y 1980 (del 8.8% al 12.7 %) para luego descender hasta un 7.1% en 1989.

6) La participación del carbón, tanto mineral como vegetal, es muy pequeña y ha ido en descenso (del 2.2% al 1.6% y del 0.6% al 0.5%, respectivamente)

Estas tendencias se acentúan cuando se toman en cuenta únicamente los energéticos comerciales (descartando la leña y el carbón vegetal): en 1989 la energía eléctrica participa en más de un 56.3% (39.1% en 1975), el gas licuado en 22.8% (27.9% en 1975), la gasolina en 8.5% (12.2% en 1975), el gas natural en 6.5% (menos de 1% en 1975) y el kerosene en 3.% (20.6% en 1975).

Los cuadros 5.2-A y 5.2-B muestran la estructura de consumo útil en los principales usos de energía del sector residencial: la cocción de alimentos y el calentamiento de agua.

Como se observa, el calentamiento de agua en Colombia se hace casi en su totalidad con energía eléctrica (97.6%); la participación del gas licuado apenas llega al 1.9% y la del gas natural al 0.5%, a pesar de que han venido en aumento desde 1980 cuando estaban en sus niveles más bajos. La participación de los distintos combustibles en usos de cocción es más equilibrada, si bien la de la energía eléctrica y el gas natural aumentan a expensas de los demás, pasando del 20.9% al 31.9% y del 0.1% a 8.7% respectivamente, mientras la leña disminuye del 41.6% al 26.3%, el gas licuado de 33.7% a 30.5% y el carbón mineral de 3.7% a 2.6%.

2. Comparación con otros países latinoamericanos

El cuadro 5.3 presentan una comparación de la estructura del consumo de energéticos en el sector residencial para un grupo de países latinoamericanos entre 1970 y 1989. Las cifras corresponden a equivalentes calóricos y, por consiguiente, no tienen en cuenta la eficiencia en la utilización de los diferentes combustibles. Por esa razón, la leña tiene aquí una participación muy superior a aquella con que aparece en el cuadro 5.1, y los demás, en particular la energía eléctrica, tienen participaciones menores.

Cuadro 5.1
 ESTRUCTURA DEL CONSUMO UTIL DE ENERGETICOS EN COLOMBIA
 PARTICIPACION EN EL CONSUMO AGREGADO
 SECTOR RESIDENCIAL
 (Porcentajes)

| Año | Gas natural | Leña | Carbón mineral | Gas licuado | Energía eléctrica | Gasolina | Kerosene y Jet | Carbón vegetal | TOTAL |
|------|-------------|-------|----------------|-------------|-------------------|----------|----------------|----------------|--------|
| 1975 | 0.06 | 24.84 | 2.23 | 20.26 | 28.29 | 8.80 | 14.90 | 0.62 | 100.00 |
| 1976 | 0.08 | 23.47 | 2.17 | 20.04 | 30.04 | 10.19 | 13.44 | 0.57 | 100.00 |
| 1977 | 0.10 | 23.94 | 2.18 | 18.50 | 31.13 | 10.46 | 13.11 | 0.59 | 100.00 |
| 1978 | 0.13 | 23.54 | 2.14 | 16.16 | 35.36 | 9.66 | 12.40 | 0.59 | 100.00 |
| 1979 | 0.16 | 22.14 | 2.02 | 14.42 | 37.23 | 12.71 | 10.74 | 0.57 | 100.00 |
| 1980 | 0.22 | 21.81 | 2.00 | 15.22 | 40.00 | 11.25 | 8.92 | 0.58 | 100.00 |
| 1981 | 0.35 | 21.27 | 1.95 | 17.05 | 39.23 | 11.12 | 8.47 | 0.56 | 100.00 |
| 1982 | 0.81 | 20.12 | 1.85 | 16.88 | 41.68 | 11.07 | 7.07 | 0.53 | 100.00 |
| 1983 | 1.02 | 19.61 | 1.80 | 18.21 | 41.88 | 10.61 | 6.34 | 0.52 | 100.00 |
| 1984 | 1.29 | 19.02 | 1.72 | 19.27 | 42.99 | 9.99 | 5.21 | 0.52 | 100.00 |
| 1985 | 2.15 | 19.02 | 1.74 | 19.29 | 44.96 | 9.49 | 2.81 | 0.52 | 100.00 |
| 1986 | 2.38 | 18.70 | 1.71 | 19.39 | 46.19 | 8.80 | 2.32 | 0.52 | 100.00 |
| 1987 | 3.59 | 17.57 | 1.61 | 18.88 | 46.15 | 7.80 | 3.90 | 0.51 | 100.00 |
| 1988 | 4.93 | 16.86 | 1.55 | 18.52 | 46.19 | 7.93 | 3.54 | 0.49 | 100.00 |
| 1989 | 5.42 | 16.25 | 1.59 | 19.04 | 46.93 | 7.14 | 3.14 | 0.48 | 100.00 |

Fuente: "Sistema de Información Energética", Ministerio de Minas y Energía (1991).

Cuadro 5.2
ESTRUCTURA DE CONSUMO UTIL EN COLOMBIA SEGUN USOS Y FUENTES
SECTOR RESIDENCIAL
(Porcentajes)

| A. COCCION | | | | | | | B. CALENTAMIENTO DE AGUA | | | | |
|------------|-------------|-------|----------------|-------------|-------------------|--------|--------------------------|-------------|-------------|-------------------|--------|
| AÑO | Gas natural | Leña | Carbón mineral | Gas Licuado | Energía Eléctrica | TOTAL | AÑO | Gas natural | Gas Licuado | Energía Eléctrica | TOTAL |
| 1975 | 0.10 | 41.58 | 3.73 | 33.66 | 20.92 | 100.00 | 1975 | 0.02 | 2.56 | 97.42 | 100.00 |
| 1976 | 0.13 | 39.93 | 3.68 | 33.82 | 22.43 | 100.00 | 1976 | 0.02 | 2.36 | 97.62 | 100.00 |
| 1977 | 0.18 | 41.26 | 3.75 | 31.63 | 23.17 | 100.00 | 1977 | 0.02 | 2.10 | 97.88 | 100.00 |
| 1978 | 0.23 | 41.21 | 3.75 | 28.08 | 26.73 | 100.00 | 1978 | 0.01 | 1.62 | 98.37 | 100.00 |
| 1979 | 0.30 | 40.50 | 3.69 | 26.18 | 29.33 | 100.00 | 1979 | 0.02 | 1.37 | 98.60 | 100.00 |
| 1980 | 0.38 | 38.72 | 3.54 | 26.82 | 30.53 | 100.00 | 1980 | 0.02 | 1.37 | 98.61 | 100.00 |
| 1981 | 0.60 | 37.10 | 3.40 | 29.51 | 29.39 | 100.00 | 1981 | 0.03 | 1.57 | 98.39 | 100.00 |
| 1982 | 1.41 | 35.27 | 3.25 | 29.36 | 30.70 | 100.00 | 1982 | 0.09 | 1.48 | 98.43 | 100.00 |
| 1983 | 1.74 | 33.76 | 3.09 | 31.11 | 30.30 | 100.00 | 1983 | 0.11 | 1.61 | 98.28 | 100.00 |
| 1984 | 2.15 | 32.10 | 2.91 | 32.28 | 30.55 | 100.00 | 1984 | 0.13 | 1.66 | 98.20 | 100.00 |
| 1985 | 3.50 | 31.26 | 2.87 | 31.47 | 30.90 | 100.00 | 1985 | 0.21 | 1.58 | 98.21 | 100.00 |
| 1986 | 3.85 | 30.49 | 2.79 | 31.37 | 31.49 | 100.00 | 1986 | 0.23 | 1.54 | 98.23 | 100.00 |
| 1987 | 5.85 | 28.91 | 2.66 | 30.83 | 31.76 | 100.00 | 1987 | 0.35 | 1.52 | 98.12 | 100.00 |
| 1988 | 7.99 | 27.60 | 2.53 | 30.09 | 31.79 | 100.00 | 1988 | 0.48 | 1.48 | 98.05 | 100.00 |
| 1989 | 8.70 | 26.30 | 2.58 | 30.53 | 31.90 | 100.00 | 1989 | 0.51 | 1.89 | 97.60 | 100.00 |

Fuente: "Sistema de Información Energética", Ministerio de Minas y Energía (1991).
Cálculos del autor.

Cuadro 5.3
 ESTRUCTURA DE CONSUMO DE LOS PRINCIPALES ENERGETICOS
 PARTICIPACION EN EL CONSUMO AGREGADO
 SECTOR RESIDENCIAL
 (Porcentajes)

| | Gas | | | Carbón mineral | Energía eléctrica | Derivados del petróleo | | | Sub-total | TOTAL | Participación de los energéticos comerciales en el total |
|------------------|-------------|-------------|-----------|----------------|-------------------|------------------------|------------------|--------------------|-----------|--------|--|
| | Gas Natural | Gas licuado | Sub-total | | | Gasolinas /Alcohol | Kerosene y Turbo | Otros derivados 1/ | | | |
| ARGENTINA | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 29.66 | 8.49 | 38.15 | 0.00 | 23.07 | 0.00 | 25.76 | 13.02 | 38.78 | 100.00 | 78.19 |
| 1980 | 46.64 | 5.65 | 52.29 | 0.00 | 19.21 | 0.00 | 12.88 | 15.62 | 28.50 | 100.00 | 79.62 |
| 1989 | 58.35 | 8.99 | 67.34 | 0.00 | 17.61 | 0.00 | 8.41 | 6.65 | 15.05 | 100.00 | 86.68 |
| BRASIL | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 52.31 | 52.31 | 0.00 | 29.65 | 0.00 | 18.04 | 0.00 | 18.04 | 100.00 | 11.08 |
| 1980 | 0.00 | 53.78 | 53.78 | 0.00 | 40.34 | 0.00 | 5.88 | 0.00 | 5.88 | 100.00 | 23.81 |
| 1989 | 0.00 | 54.73 | 54.73 | 0.00 | 43.59 | 0.00 | 1.68 | 0.00 | 1.68 | 100.00 | 46.73 |
| COLOMBIA | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 26.53 | 26.53 | 16.17 | 17.67 | 9.77 | 29.86 | 0.00 | 39.63 | 100.00 | 25.01 |
| 1980 | 0.18 | 14.33 | 14.51 | 11.63 | 41.69 | 15.08 | 17.09 | 0.00 | 32.17 | 100.00 | 31.41 |
| 1989 | 3.19 | 20.87 | 24.06 | 8.94 | 50.96 | 9.99 | 6.06 | 0.00 | 16.05 | 100.00 | 37.36 |
| CHILE | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.26 | 32.61 | 32.86 | 7.89 | 15.68 | 0.00 | 34.45 | 9.12 | 43.57 | 100.00 | 42.50 |
| 1980 | 7.67 | 44.09 | 51.76 | 1.48 | 23.01 | 0.00 | 17.98 | 5.76 | 23.74 | 100.00 | 44.78 |
| 1989 | 10.65 | 40.25 | 50.90 | 1.46 | 28.12 | 0.00 | 11.24 | 8.28 | 19.52 | 100.00 | 44.50 |
| ECUADOR | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 3.59 | 3.59 | 0.00 | 24.90 | 18.82 | 52.69 | 0.00 | 71.51 | 100.00 | 14.74 |
| 1980 | 0.00 | 20.03 | 20.03 | 0.00 | 27.18 | 9.80 | 16.80 | 26.20 | 52.79 | 100.00 | 40.29 |
| 1989 | 0.00 | 48.42 | 48.42 | 0.00 | 21.14 | 5.46 | 7.20 | 17.79 | 30.45 | 100.00 | 47.58 |
| MEXICO | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 8.43 | 46.24 | 54.68 | 0.00 | 14.40 | 0.00 | 20.65 | 10.07 | 30.92 | 100.00 | 36.83 |
| 1980 | 6.55 | 49.57 | 56.12 | 0.00 | 19.67 | 0.00 | 13.19 | 11.02 | 24.21 | 100.00 | 52.26 |
| 1989 | 7.65 | 56.78 | 64.44 | 0.00 | 23.45 | 0.00 | 3.72 | 8.59 | 12.11 | 100.00 | 57.02 |
| VENEZUELA | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 34.50 | 11.76 | 46.26 | 0.00 | 13.54 | 0.00 | 40.20 | 0.00 | 40.20 | 100.00 | 98.74 |
| 1980 | 32.28 | 24.09 | 56.37 | 0.00 | 25.67 | 0.00 | 18.06 | 0.00 | 18.06 | 100.00 | 99.36 |
| 1989 | 20.65 | 40.84 | 61.49 | 0.00 | 30.54 | 0.00 | 7.97 | 0.00 | 7.97 | 100.00 | 99.60 |

1/ Incluye Diesel Oil y Fuel Oil.

Fuente: "Sistema de Información Económica Energética", OLADE (1991).
 Cálculos del autor.

Colombia presenta la estructura de consumo más atípica e ineficiente del grupo:

1) Es el país en el que los energéticos no comerciales (en particular la leña) siguen contribuyendo en una mayor proporción a la atención de las necesidades energéticas del sector residencial, con las implicaciones que tal hecho tiene sobre deforestación y nivel de vida en el sector rural:

| | | |
|-----|-----------|-------|
| 1o | Venezuela | 99.6% |
| 2o. | Argentina | 86.7% |
| 3o. | México | 57.0% |
| 4o | Ecuador | 47.8% |
| 5o. | Brasil | 46.7% |
| 6o. | Chile | 44.5% |
| 7o. | Colombia | 37.4% |

En los últimos veinte años ha aumentado en Colombia la participación de los energéticos comerciales en el consumo del sector residencial, pasando del 25% al 37.4%. No obstante, en el mismo período, dos países que a principios de los setenta utilizaban energéticos no comerciales en una medida mucho mayor que Colombia, han tenido un proceso de sustitución más acelerado: Brasil, donde la participación de los comerciales pasó del 11.08% al 46.73% y Ecuador donde pasó del 14.74% al 47.58%. México también redujo el consumo de leña en forma más acelerada. Venezuela y Argentina tenían ya desde 1970 una estructura de consumo basada en energéticos comerciales.

La utilización de energéticos no comerciales por parte del sector residencial está, en general, asociada con el peso de la población rural y el nivel de desarrollo, pero también con los programas estatales subsidiados de suministro de energéticos comerciales (kerosene, GLP) al campo. Colombia es el único país de la región que no ha aplicado este tipo de programas.

2) Es el país del grupo que utiliza en menor proporción gas natural y gas propano en su sector residencial. Como porcentaje de la estructura de energéticos comerciales, la suma de gas natural y gas licuado de petróleo consumidos por el sector residencial es la siguiente:

| | | |
|-----|-----------|--------|
| 1o. | Argentina | 67.34% |
| 2o. | México | 64.43% |
| 3o. | Venezuela | 61.49% |
| 4o. | Brasil | 54.73% |
| 5o. | Chile | 50.90% |
| 6o. | Ecuador | 48.42% |
| 7o. | Colombia | 24.06% |

Más aún, entre 1970 y 1990 Colombia fué el único país del grupo que redujo la participación de estos dos combustibles en la estructura de consumo del sector residencial. Este fenómeno se dió básicamente en la primera década, cuando bajó del 26.5% a un 14.5%, y se repuso en alguna medida en el período siguiente. En contraste, la mayoría de los otros países, siguiendo la tendencia universal, hicieron un gran esfuerzo de aumento en la década de los 70 o lo habían hecho desde antes (casos de Brasil y México).

Los tres países con mayor disponibilidad de gas natural en la región son respectivamente aquellos en donde mayor peso tiene el gas en la estructura de su consumo doméstico (Argentina, México y Venezuela). No obstante, aún países que son menos ricos que Colombia en la disponibilidad de gas natural (Brasil, Chile y Ecuador), lo aventajan ampliamente en la utilización de los dos gases.

3) Es el país en cuyo consumo residencial de energéticos comerciales pesa más la energía eléctrica:

| | | |
|-----|----------|--------|
| 1o. | Colombia | 50.96% |
|-----|----------|--------|

| | | |
|-----|-----------|--------|
| 2o. | Brasil | 43.59% |
| 3o. | Venezuela | 30.54% |
| 4o. | Chile | 28.12% |
| 5o. | México | 23.45% |
| 6o. | Ecuador | 21.14% |
| 7o. | Argentina | 17.61% |

Colombia y Brasil son los dos países que han efectuado un desarrollo hidroeléctrico mayor y han descuidado en mayor medida la utilización de gas natural en el sector residencial.

La participación del consumo de energía eléctrica en los energéticos comerciales ha aumentado en todos los países, con excepción de Argentina y Ecuador. La reducción del uso de energía eléctrica en Argentina ha obedecido a su sustitución por gas natural. En los demás, aún cuando este fenómeno pueda haber sucedido en las ciudades (sustitución de energía eléctrica por gas natural y gas licuado), ha predominado el efecto de incremento de energía eléctrica en el consumo del sector rural desplazando a otros combustibles como el kerosene y la leña.

4) Colombia y Ecuador disputan el cuestionable honor de ser los únicos dos países de la región que han incentivado la utilización de gasolinas en el consumo residencial. Sin embargo, a diferencia de Ecuador, que disminuyó la participación de estos combustibles en el consumo residencial de 18.8% a 5.5% en las dos décadas, Colombia la aumentó de 9.8% a 15.1% del 70 al 80, para luego reducirla a un 9.99% en 1989, nivel aún superior al de 1970 (9.77%).

5) Solamente dos países en la región utilizan carbón mineral en el sector residencial: Colombia en un 8.9% y Chile 1.46%. Ambos países han reducido notablemente la participación de este energético en su energía comercial, en particular Chile. Esta tendencia refleja la universal, en la que el consumo de carbón mineral se está reemplazando de manera muy acelerada en todas partes, por problemas de contaminación y de inconveniencia del sistema de transporte y distribución a las ciudades; no obstante, algunos continúan estimulando el consumo de briquetas en el sector rural para sustituir leña y carbón vegetal.

6) Un rasgo común en todos los países es la disminución de la participación de los derivados del petróleo distintos al GLP en el consumo del sector residencial en las dos décadas, con motivo de la elevación de los precios del petróleo y el deseo de sustituirlo. En particular, en todos los países se presenta una disminución importante de la participación del kerosene (producto utilizado especialmente en el sector residencial rural) que ha sido sustituido por energía eléctrica y gas licuado de petróleo.

Aunque Colombia no es el país que tiene un consumo más alto de derivados de petróleo en el sector residencial (lo aventajan Ecuador y Chile), ha tenido un menor éxito en sustituir el consumo derivado de petróleo en el sector residencial que países como Brasil, Venezuela, México y Argentina.

B. SECTOR INDUSTRIAL

1. Evolución del consumo útil en Colombia.

El cuadro 5.4 muestra la evolución del consumo útil de energía en el sector industrial en Colombia. Las principales tendencias son las siguientes:

1) La mayor participación en el consumo del sector industrial la tiene el carbón mineral, la cual aumentó de 28.8% en 1975 a 34.2% en 1984, para luego disminuir hasta un 29.4% en 1989.

2) La segunda participación corresponde hoy en día al gas natural, que se elevó con rapidez desde un 11.07% en 1975 hasta un 21.1% en 1982 para luego descender ligeramente hasta un 18.4% en 1989.

3) Participaciones similares presentan la energía eléctrica (14.8%) y el bagazo (16.6%).

Cuadro 5.4
 ESTRUCTURA DEL CONSUMO UTIL DE ENERGETICOS EN COLOMBIA
 PARTICIPACION EN EL CONSUMO AGREGADO
 SECTOR INDUSTRIAL
 (Porcentajes)

| AÑO | Gas natural | Petróleo | Carbón mineral | Leña | Bagazo | Otras energías primarias | Energía eléctrica | Gas licuado | Kerosene y Jet | Diesel Oil | Fuel Oil | Coque | Carbón vegetal | Gases | TOTAL |
|------|-------------|----------|----------------|------|--------|--------------------------|-------------------|-------------|----------------|------------|----------|-------|----------------|-------|--------|
| 1975 | 11.07 | 2.40 | 28.80 | 0.13 | 12.91 | 1.46 | 14.03 | 0.24 | 1.78 | 2.39 | 22.80 | 1.19 | 0.08 | 0.71 | 100.00 |
| 1976 | 10.98 | 1.77 | 29.61 | 0.13 | 10.88 | 1.36 | 14.52 | 0.24 | 1.76 | 2.46 | 23.40 | 1.77 | 0.08 | 1.05 | 100.00 |
| 1977 | 12.43 | 1.21 | 29.98 | 0.14 | 10.95 | 1.51 | 14.58 | 0.24 | 1.82 | 2.50 | 22.58 | 1.49 | 0.08 | 0.69 | 100.00 |
| 1978 | 16.38 | 0.88 | 28.35 | 0.14 | 12.95 | 1.42 | 13.80 | 0.22 | 1.66 | 2.44 | 19.51 | 1.25 | 0.07 | 0.92 | 100.00 |
| 1979 | 18.55 | 0.98 | 26.95 | 0.12 | 13.80 | 1.55 | 14.16 | 0.25 | 1.79 | 2.24 | 17.64 | 1.20 | 0.07 | 0.70 | 100.00 |
| 1980 | 19.57 | 2.30 | 27.48 | 0.12 | 15.34 | 1.63 | 14.23 | 0.23 | 1.66 | 2.48 | 12.99 | 1.03 | 0.07 | 0.87 | 100.00 |
| 1981 | 20.58 | 3.15 | 27.85 | 0.12 | 14.96 | 1.67 | 15.26 | 0.21 | 1.43 | 2.43 | 10.37 | 1.27 | 0.07 | 0.59 | 100.00 |
| 1982 | 21.10 | 2.88 | 29.43 | 0.12 | 15.09 | 1.68 | 15.64 | 0.20 | 1.15 | 2.15 | 8.66 | 1.07 | 0.07 | 0.55 | 100.00 |
| 1983 | 18.53 | 4.02 | 33.26 | 0.12 | 15.59 | 1.99 | 14.68 | 0.20 | 0.85 | 2.00 | 7.21 | 0.98 | 0.06 | 0.52 | 100.00 |
| 1984 | 19.33 | 5.43 | 34.17 | 0.11 | 12.73 | 2.15 | 16.61 | 0.22 | 1.09 | 2.43 | 4.28 | 0.90 | 0.06 | 0.47 | 100.00 |
| 1985 | 20.44 | 5.96 | 33.67 | 0.11 | 15.82 | 2.21 | 14.53 | 0.21 | 1.02 | 2.02 | 2.54 | 0.99 | 0.06 | 0.44 | 100.00 |
| 1986 | 19.70 | 6.72 | 33.70 | 0.11 | 14.76 | 2.39 | 15.78 | 0.22 | 0.97 | 2.04 | 2.18 | 0.87 | 0.06 | 0.50 | 100.00 |
| 1987 | 18.93 | 9.89 | 31.99 | 0.10 | 14.99 | 2.24 | 15.30 | 0.19 | 1.16 | 2.16 | 1.37 | 0.86 | 0.06 | 0.77 | 100.00 |
| 1988 | 19.45 | 10.40 | 30.94 | 0.10 | 12.27 | 1.80 | 18.98 | 0.19 | 1.25 | 2.15 | 1.78 | 0.82 | 0.05 | 0.43 | 100.00 |
| 1989 | 18.42 | 11.19 | 29.36 | 0.10 | 16.59 | 1.86 | 14.80 | 0.14 | 1.05 | 4.11 | 1.27 | 0.91 | 0.05 | 0.16 | 100.00 |

Fuente: "Sistema de Información Energética", Ministerio de Minas y Energía (1991).

Cuadro 5.5
ESTRUCTURA DE CONSUMO UTIL EN COLOMBIA SEGUN USOS Y FUENTES
SECTOR INDUSTRIAL
(Porcentajes)

| A. GENERACION DE VAPOR | | | | | | | | B. GENERACION DE CALOR | | | | | | |
|------------------------|-------------|----------|----------------|----------|--------|-------------|--------|------------------------|----------|----------------|----------|--------|-------------|--------|
| AÑO | Gas Natural | Petróleo | Carbón mineral | Fuel Oil | Bagazo | Gas Licuado | TOTAL | Gas Natural | Petróleo | Carbón mineral | Fuel Oil | Bagazo | Gas Licuado | TOTAL |
| 1975 | 6.61 | 2.89 | 30.11 | 36.69 | 23.69 | .00 | 100.00 | 21.41 | 3.64 | 49.66 | 20.49 | 4.04 | 0.36 | 100.00 |
| 1976 | 6.95 | 2.21 | 31.67 | 36.45 | 20.70 | .00 | 100.00 | 20.43 | 2.64 | 50.95 | 21.41 | 4.03 | 0.55 | 100.00 |
| 1977 | 8.10 | 1.56 | 32.21 | 36.93 | 21.20 | .00 | 100.00 | 22.42 | 1.74 | 50.86 | 20.52 | 3.91 | 0.35 | 100.00 |
| 1978 | 11.12 | 1.17 | 31.10 | 33.06 | 23.54 | .00 | 100.00 | 28.87 | 1.26 | 47.90 | 17.80 | 3.67 | 0.51 | 100.00 |
| 1979 | 13.20 | 1.33 | 30.77 | 28.71 | 25.99 | .00 | 100.00 | 31.26 | 1.59 | 44.75 | 16.38 | 3.70 | 0.51 | 100.00 |
| 1980 | 15.15 | 3.11 | 30.79 | 21.47 | 23.48 | .00 | 100.00 | 31.94 | 3.33 | 47.21 | 13.42 | 3.59 | 0.50 | 100.00 |
| 1981 | 15.66 | 4.42 | 31.25 | 17.98 | 29.79 | .00 | 100.00 | 32.51 | 4.46 | 48.34 | 10.35 | 3.88 | 0.46 | 100.00 |
| 1982 | 16.80 | 4.22 | 32.20 | 15.50 | 31.28 | .00 | 100.00 | 33.04 | 3.83 | 50.11 | 6.72 | 3.92 | 0.39 | 100.00 |
| 1983 | 16.26 | 5.58 | 30.86 | 15.26 | 32.03 | .00 | 100.00 | 29.51 | 6.27 | 54.98 | 4.33 | 4.47 | 0.43 | 100.00 |
| 1984 | 17.80 | 10.06 | 34.91 | 9.56 | 27.67 | 0.01 | 100.00 | 30.60 | 6.20 | 54.61 | 2.76 | 5.37 | 0.47 | 100.00 |
| 1985 | 17.87 | 10.26 | 34.33 | 5.39 | 32.15 | .00 | 100.00 | 34.20 | 6.61 | 52.40 | 1.44 | 4.68 | 0.46 | 100.00 |
| 1986 | 17.30 | 11.86 | 35.37 | 4.74 | 30.73 | .00 | 100.00 | 33.55 | 7.67 | 51.99 | 1.27 | 5.04 | 0.48 | 100.00 |
| 1987 | 16.48 | 20.59 | 29.43 | 3.16 | 30.34 | .00 | 100.00 | 31.83 | 6.73 | 55.60 | 0.46 | 4.95 | 0.43 | 100.00 |
| 1988 | 17.60 | 22.50 | 30.35 | 3.72 | 25.82 | .00 | 100.00 | 31.42 | 6.80 | 53.39 | 1.22 | 6.15 | 0.41 | 100.00 |
| 1989 | 15.04 | 21.85 | 28.46 | 2.79 | 31.87 | .00 | 100.00 | 30.19 | 7.43 | 56.92 | 0.33 | 4.61 | 0.51 | 100.00 |

| C. FUERZA MOTRIZ | | | | | | | |
|------------------|-------------|----------|----------------|----------|--------|-------------|--------|
| AÑO | Gas Natural | Petróleo | Carbón mineral | Fuel Oil | Bagazo | Gas Licuado | TOTAL |
| 1975 | 0.79 | 0.11 | 2.81 | 1.42 | 78.16 | 16.71 | 100.00 |
| 1976 | 0.86 | 0.08 | 2.82 | 1.59 | 80.58 | 14.06 | 100.00 |
| 1977 | 0.96 | 0.04 | 2.78 | 1.62 | 80.33 | 14.05 | 100.00 |
| 1978 | 1.33 | 0.03 | 2.58 | 1.55 | 79.02 | 15.39 | 100.00 |
| 1979 | 1.40 | 0.04 | 2.48 | 1.53 | 78.49 | 16.07 | 100.00 |
| 1980 | 1.59 | 0.11 | 2.39 | 1.25 | 77.14 | 17.51 | 100.00 |
| 1981 | 1.37 | 0.15 | 2.28 | 1.09 | 76.73 | 16.38 | 100.00 |
| 1982 | 1.27 | 0.13 | 2.49 | 0.86 | 78.98 | 16.27 | 100.00 |
| 1983 | 1.24 | 0.26 | 2.72 | 1.03 | 77.03 | 17.72 | 100.00 |
| 1984 | 1.19 | 0.08 | 2.67 | 0.49 | 82.11 | 13.45 | 100.00 |
| 1985 | 1.78 | 0.14 | 2.80 | 0.29 | 76.76 | 18.13 | 100.00 |
| 1986 | 1.59 | 0.17 | 2.76 | 0.23 | 79.25 | 16.00 | 100.00 |
| 1987 | 1.61 | 0.14 | 2.31 | 0.15 | 79.00 | 16.79 | 100.00 |
| 1988 | 1.47 | 0.13 | 2.03 | 0.17 | 83.98 | 12.22 | 100.00 |
| 1989 | 1.58 | 0.16 | 2.44 | 0.18 | 76.60 | 19.03 | 100.00 |

Fuente: "Sistema de Información Energética", Ministerio de Minas y Energía (1991).
Cálculos del autor.

La participación del bagazo ha tenido un comportamiento oscilante, manteniéndose en un rango entre 10.9% (1976) y 16.6% (en 1989); lo mismo sucede con el de la energía eléctrica, que ha oscilado entre 13.8% (1978) y 18.4% (1.988).

4) La participación del fuel oil descendió de manera dramática, desde un 22.8% en 1975 hasta 1.27% en 1989. Hasta aproximadamente 1982, el fuel oil fue sustituido básicamente por el incremento del uso de gas natural en la Costa Atlántica; de entonces para acá la reducción adicional de fuel oil ha sido a cambio del incremento de utilización de crudo Castilla, el que, incluso, ha desplazado consumos de carbón mineral.

Los cuadros 5.5-A y 5.5-B muestran que las mayores posibilidades de sustitución en el sector industrial se dan en los usos de generación de vapor y de calor. En cuanto a la generación de vapor, la enorme disminución de utilización de fuel oil, tuvo como contrapartida hasta el año 81 un incremento notable en la utilización de gas natural y de allí para acá ha sido compensado básicamente por el incremento en la utilización del crudo Castilla. La utilización de carbón mineral llegó a un máximo del 35.3% en 1986 para luego descender hasta un 28.5%, ante el mayor uso de crudo Castilla. La utilización de bagazo tiene un alcance meramente sectorial.

En lo que hace a la generación de calor, la utilización de carbón aumentó desde 1975 hasta aproximadamente 1983 y luego se ha mantenido relativamente estable con algunas oscilaciones. La de gas natural incrementó continuamente hasta 1985, pasando de 21.4 al 34.2%, para luego disminuir en los últimos años hasta un 30.2%. En este caso la disminución también notable de la utilización de fuel oil (del 20.5% al 0.33%) corrió a cuenta, durante los primeros diez años, del incremento de la utilización de gas natural y, durante los últimos diez, principalmente del uso de crudo de Castilla.

El cuadro 5.5-C muestra que las participaciones en el caso de fuerza motriz son muy estables, correspondiendo la mayor parte a energía eléctrica (que ha oscilado entre un 76.8% y un 84%) y, en segundo lugar, al bagazo (entre 12.2% y 19%).

2. Comparación con otros países latinoamericanos.

El cuadro 5.6 compara la participación del consumo del sector industrial en Colombia con el de otros países de América Latina, en equivalentes calóricos, entre 1970 y 1989. Las principales conclusiones son las siguientes:

1) La participación de energéticos comerciales en el consumo total de energía del sector industrial arroja el siguiente orden:

| | | |
|-----|-----------|-------|
| 1o. | Venezuela | 98.3% |
| 2o. | México | 87.5% |
| 3o. | Colombia | 80.7% |
| 4o. | Chile | 80.7% |
| 5o. | Argentina | 78.2% |
| 6o. | Ecuador | 76.2% |
| 7o. | Brasil | 43.6% |

El caso colombiano es atípico en el sentido en que es el único de los países de la muestra donde la participación de los energéticos comerciales en el consumo del sector industrial se ha reducido en lugar de aumentar. Sin embargo, ello no necesariamente refleja un uso ineficiente de recursos, ya que, en contraste con el sector residencial, en el sector industrial se trata de consumo de residuos industriales (como el bagazo) que pueden ser utilizados eficientemente, desde un punto de vista económico, por las empresas que los producen. Por esa razón, el ordenamiento por países de la participación de energéticos comerciales en el consumo del sector industrial diverge con respecto al caso del sector residencial y no hay un patrón claro en su evolución.

2) Colombia es el único país que consume una cantidad apreciable y creciente de petróleo crudo (14.2% vs. 0% en todos los demás países). Este consumo corresponde al de los

Cuadro 5.6
 ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE LOS ENERGÉTICOS COMERCIALES
 PARTICIPACION EN EL CONSUMO AGREGADO
 SECTOR INDUSTRIAL
 (Porcentajes)

| | Gas | | | Petróleo y derivados | | | | TOTAL | Participación de los energéticos comerciales en el total | | |
|-----------|-------------|-------------|-----------|----------------------|-------------------|----------|----------|-------|--|--------------------|-----------|
| | Gas natural | Gas licuado | Sub-total | Carbón mineral | Energía eléctrica | Petróleo | Fuel Oil | | | Otros derivados 1/ | Sub-total |
| ARGENTINA | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 28.55 | 0.15 | 28.70 | 1.41 | 12.88 | 0.00 | 42.51 | 14.50 | 57.01 | 100.00 | 76.43 |
| 1980 | 43.39 | 0.14 | 43.53 | 0.29 | 23.02 | 0.00 | 27.84 | 5.31 | 33.15 | 100.00 | 77.09 |
| 1989 | 55.71 | 0.23 | 55.94 | 0.15 | 29.20 | 0.00 | 13.41 | 1.29 | 14.71 | 100.00 | 78.18 |
| BRASIL | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.04 | 0.61 | 0.64 | 0.03 | 22.96 | 0.00 | 71.89 | 4.50 | 76.38 | 100.00 | 42.28 |
| 1980 | 1.73 | 1.00 | 2.73 | 2.60 | 29.57 | 0.00 | 62.80 | 2.30 | 65.10 | 100.00 | 54.25 |
| 1989 | 8.52 | 1.07 | 9.59 | 5.83 | 49.52 | 0.00 | 33.08 | 1.97 | 35.05 | 100.00 | 43.62 |
| COLOMBIA | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 22.25 | 0.00 | 22.25 | 27.05 | 8.84 | 2.90 | 33.04 | 5.93 | 41.86 | 100.00 | 93.12 |
| 1980 | 20.88 | 0.30 | 21.17 | 37.50 | 14.55 | 3.80 | 16.59 | 6.38 | 26.78 | 100.00 | 74.15 |
| 1989 | 20.77 | 0.18 | 20.95 | 42.33 | 16.78 | 14.16 | 1.24 | 4.54 | 19.94 | 100.00 | 80.71 |
| CHILE | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.04 | 1.28 | 1.32 | 19.88 | 19.75 | 0.00 | 44.74 | 14.30 | 59.04 | 100.00 | 62.62 |
| 1980 | 0.34 | 1.55 | 1.90 | 13.44 | 25.26 | 0.00 | 43.43 | 15.97 | 59.40 | 100.00 | 68.89 |
| 1989 | 20.45 | 1.54 | 21.99 | 14.75 | 22.90 | 0.00 | 21.80 | 18.56 | 40.36 | 100.00 | 80.68 |
| ECUADOR | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 0.56 | 0.56 | 0.00 | 12.48 | 0.00 | 59.35 | 27.61 | 86.96 | 100.00 | 59.85 |
| 1980 | 0.00 | 0.58 | 0.58 | 0.00 | 19.91 | 0.00 | 36.49 | 43.02 | 79.51 | 100.00 | 74.47 |
| 1989 | 0.00 | 3.01 | 3.01 | 0.00 | 22.68 | 0.00 | 46.50 | 27.80 | 74.30 | 100.00 | 76.23 |
| MEXICO | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 56.89 | 0.95 | 57.85 | 0.00 | 11.73 | 0.00 | 23.41 | 7.01 | 30.42 | 100.00 | 81.10 |
| 1980 | 57.54 | 1.06 | 58.60 | 0.00 | 12.76 | 0.00 | 22.53 | 6.10 | 28.63 | 100.00 | 86.19 |
| 1989 | 48.44 | 1.43 | 49.86 | 0.00 | 17.50 | 0.00 | 28.34 | 4.29 | 32.64 | 100.00 | 87.52 |
| VENEZUELA | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 56.19 | 0.00 | 56.19 | 0.88 | 11.68 | 0.70 | 12.79 | 17.77 | 31.26 | 100.00 | 93.66 |
| 1980 | 72.64 | 1.80 | 74.44 | 0.29 | 11.30 | .00 | 2.51 | 11.46 | 13.97 | 100.00 | 98.81 |
| 1989 | 64.84 | 1.56 | 66.40 | 0.26 | 17.29 | 0.00 | 3.86 | 12.19 | 16.05 | 100.00 | 98.31 |

1/ Incluye Gasolinas/Alcohol, Kerosene, Turbo y Diesel Oil.

Fuente: "Sistema de Información Económica Energética", OLADE (1991).
 Cálculos del autor.

crudos pesados de Castilla, que se ha estimulado en el país con el argumento de que son difíciles de exportar y no existe capacidad para refinarlos. Debe señalarse, sin embargo, que varios otros países de la región poseen crudos pesados, que son exportados, refinados o reservados para exportaciones futuras. Tal fué el caso de México y, especialmente, de Venezuela, mientras desarrollaba procesos como el de emulsión que facilitara su exportación.

Este hecho, y la disponibilidad de otros crudos pesados como los de Cocorná y Rubiales, sugiere la importancia de examinar en detalle la política de precios y de utilización de estos crudos en el país, frente al costo de oportunidad que tendría exportarlos o refinarlos ahora o en el futuro.

3) Colombia es el único país de la región en donde el carbón mineral tiene un peso alto en la estructura global de consumo del sector industrial. El orden es el siguiente:

| | | |
|-----|------------------|--------|
| 1o. | Colombia | 42.30% |
| 2o. | Chile | 14.35% |
| 3o. | Brasil | 5.83% |
| 4o. | Venezuela | 0.26% |
| 5o. | Argentina | 0.15% |
| 6o. | Ecuador y México | 0% |

Esta peculiaridad del caso colombiano obedece a su dotación relativa de factores, ya que es el único país de la región que tiene producción de carbones térmicos de muy buena calidad y bajos costos desde hace varios años.

4) A diferencia de lo que ocurre en el sector residencial, Colombia es el país donde la energía eléctrica pesa menos en el consumo de energía del sector industrial:

| | | |
|-----|-----------|-------|
| 1o. | Brasil | 49.5% |
| 2o. | Argentina | 29.2% |
| 3o. | Chile | 22.9% |
| 4o. | Ecuador | 22.7% |
| 5o. | México | 17.5% |
| 6o. | Venezuela | 17.3% |
| 7o. | Colombia | 16.8% |

Esta participación obedece a la estructura de las ramas industriales. Colombia tiene un desarrollo relativamente escaso de aquellas ramas que utilizan en forma considerable energía eléctrica para procesos específicos, como por ejemplo de reducción de minerales.

5) La participación del gas natural en el consumo del sector industrial en Colombia es muy baja en comparación con los otros países de alta disponibilidad de gas natural. El ordenamiento es el siguiente:

| | | |
|-----|-----------|-------|
| 1o. | Venezuela | 64.8% |
| 2o. | Argentina | 55.7% |
| 3o. | México | 48.4% |
| 4o. | Colombia | 20.8% |
| 5o. | Chile | 20.5% |
| 6o. | Brasil | 8.5% |
| 7o. | Ecuador | 0% |

Este hecho se debe a que en el país el gas natural está siendo utilizado solamente en la industria de la Costa Atlántica, los Santanderes y el Huila, mientras que en los otros países gasíferos se ha llevado a la mayoría de los centros urbanos industriales. Los estudios llevados a cabo en Colombia demuestran que si se dispusiera de oferta de gas natural (producido en el país o importado) en los principales centros industriales (Bogotá, Medellín y Cali), la participación del gas natural se elevaría a niveles comparables a la de Venezuela, Argentina y México.

6) A diferencia de lo que ocurre en el sector residencial, Colombia es uno de los países del grupo con un consumo más bajo de petróleo y derivados (distintos al GLP) en el sector industrial:

| | | |
|-----|-----------|--------|
| 1o. | Argentina | 14.70% |
| 2o. | Venezuela | 6.05% |
| 3o. | Colombia | 19.94% |
| 4o. | México | 32.60% |
| 5o. | Brasil | 35.05% |
| 6o. | Chile | 40.37% |
| 7o. | Ecuador | 74.30% |

Es conveniente señalar que desde principios de los 70 Colombia ya era uno de los países con consumo más bajo de estos derivados, gracias a su amplia utilización de carbón mineral y de gas natural en la industria. Por demás, en la década de los 70 se llevó a cabo una reducción adicional importante, sustituyendolos principalmente por carbón mineral y en parte por energía eléctrica. Sin embargo, en la década de los 80 la sustitución de petróleo y derivados no fué apreciable (cuadro 5.6), ya que el consumo de fuel oil se sustituyó por consumo de petróleo crudo y no por carbón o por gas natural.

C. SECTOR TRANSPORTE

La comparación de la estructura de consumo energético en el sector transporte en Colombia y otros países de América Latina, arroja las siguientes conclusiones

1) Colombia y, en segundo lugar, Venezuela son los países de América Latina con menor participación del diesel o gas oil en el consumo del sector transporte y, consecuentemente, con mayor participación de las gasolinas. En general, como se observa en el cuadro siguiente, la mayor participación del diesel esta inversamente asociada con su menor precio relativo.

| | | Participación Diesel y Gas Oil | Precio Diesel/ Gasolina | Participación Gasolinas/ Alcohol |
|----|-----------|--------------------------------------|-------------------------------|--|
| 1º | Brasil | 47% | 0.51 | 7. 44% ¹ |
| 2º | Argentina | 45% | 0.56 | 5. 46% |
| 3º | Chile | 43% | 0.96 | 6. 46% |
| 4º | Ecuador | 30% | 0.95 | 4. 48% |
| 5º | México | 26% | 0.80 | 3. 64% |
| 6º | Venezuela | 18% | 0.75 | 1. 81% |
| 7º | Colombia | 14% | 1.00 | 2. 77% |

Con excepción de Colombia y México la participación del diesel aumentó en las últimas dos décadas (Cuadro 5.7).

2) La participación del turbo-kerosene es más alta en Colombia que en los demás países, como reflejo de la mayor importancia relativa de los servicios aéreos en su sistema de transporte interno.

3) Con excepción de la utilización de alcoholes en el Brasil, el consumo de energéticos

¹ La información base de este cuadro, procedente del Sistema de Información Energética de Olade no separa los consumos de gasolina y alcoholes. Estos últimos son muy significativos en el caso del Brasil.

Cuadro 5.7
ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÉTICOS EN ALGUNOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA
SECTOR TRANSPORTE
(Porcentajes)

| ARGENTINA | Gas natural | Carbón mineral | Leña | Energía eléctrica | Gas licuado | Gasolina /Alcohol | Kerosene y Turbo | Diesel Oil | Fuel Oil | Otras Secundarias | TOTAL |
|-----------|-------------|----------------|------|-------------------|-------------|-------------------|------------------|------------|----------|-------------------|--------|
| 1970 | 0.00 | 0.79 | 0.58 | 0.35 | 0.00 | 49.82 | 3.58 | 32.17 | 12.72 | 0.00 | 100.00 |
| 1980 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.21 | 0.00 | 51.23 | 6.70 | 36.20 | 3.66 | 0.00 | 100.00 |
| 1989 | 1.22 | 0.00 | 0.00 | 0.20 | 0.00 | 46.10 | 7.32 | 44.93 | 0.23 | 0.00 | 100.00 |
| BRASIL | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 0.12 | 0.33 | 0.44 | 0.00 | 56.24 | 4.86 | 34.91 | 3.10 | 0.00 | 100.00 |
| 1980 | 0.00 | 0.08 | 0.01 | 0.28 | 0.00 | 40.56 | 6.35 | 48.89 | 3.83 | 0.00 | 100.00 |
| 1989 | 0.01 | 0.02 | 0.01 | 0.29 | 0.00 | 44.03 | 5.56 | 46.93 | 3.15 | 0.00 | 100.00 |
| COLOMBIA | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 76.93 | 6.93 | 13.41 | 2.73 | 0.00 | 100.00 |
| 1980 | 0.00 | 0.11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 73.67 | 10.43 | 14.66 | 1.13 | 0.00 | 100.00 |
| 1989 | 0.12 | 0.06 | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 77.04 | 8.51 | 14.07 | 0.20 | 0.00 | 100.00 |
| CHILE | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 7.58 | 0.00 | 0.77 | 0.00 | 61.33 | 5.46 | 17.65 | 7.21 | 0.00 | 100.00 |
| 1980 | 0.00 | 2.15 | 0.00 | 0.69 | 0.00 | 49.19 | 7.44 | 36.87 | 3.68 | 0.00 | 100.00 |
| 1989 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.52 | 0.00 | 45.53 | 7.72 | 43.07 | 3.16 | 0.00 | 100.00 |
| ECUADOR | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 69.43 | 4.83 | 10.43 | 15.31 | 0.00 | 100.00 |
| 1980 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 66.52 | 7.96 | 14.86 | 10.67 | 0.00 | 100.00 |
| 1989 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 47.97 | 6.53 | 29.52 | 15.97 | 0.00 | 100.00 |
| MEXICO | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.17 | 1.88 | 64.97 | 4.33 | 27.89 | 0.75 | 0.00 | 100.00 |
| 1980 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.15 | 0.64 | 60.08 | 5.79 | 32.08 | 1.27 | 0.00 | 100.00 |
| 1989 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.22 | 2.92 | 64.21 | 5.42 | 25.74 | 1.48 | 0.00 | 100.00 |
| VENEZUELA | | | | | | | | | | | |
| 1970 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 84.71 | 1.77 | 12.78 | 0.73 | 0.00 | 100.00 |
| 1980 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 80.24 | 2.33 | 14.89 | 2.55 | 0.00 | 100.00 |
| 1989 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.20 | 0.00 | 80.08 | 1.36 | 18.28 | 0.08 | 0.00 | 100.00 |

Fuente: "Sistema de Información Económica Energética", OLADE (1991).
Cálculos del autor.

distintos a los derivados del petróleo en el sector transporte de América Latina es poco significativo. Solamente en México hay consumo de GLP y en Argentina y Colombia de gas natural comprimido, pero en cuantías aún muy pequeñas (2.92%, 1.22% y 0.12%, respectivamente). La participación de la energía eléctrica no llega al 0.6% en ninguno de los países de la muestra. El uso de carbón y leña (en el sistema ferroviario) ha sido ya totalmente sustituido.

D. EFECTOS DE LA ESTRUCTURA ACTUAL DE LOS PRECIOS AL CONSUMIDOR EN COLOMBIA

Los cuadros 5.8 a 5.10 comparan los precios al consumidor, **expresados en términos de energía útil**, para los energéticos más utilizados en cada sector.

1. Sector residencial

En lo que hace al sector residencial, se observa la mayor eficiencia económica, según los costos de oportunidad, del consumo de gas natural frente a otros energéticos. Los más ineficientes (en los usos sustituibles: cocción de alimentos y calentamiento de agua) son la energía eléctrica y las gasolinas. Los costos de oportunidad están subestimados en el caso del carbón y las gasolinas y no hay un cálculo confiable en el caso de la leña y el bagazo, al no tomar en cuenta los efectos negativos sobre la salud y el ambiente que conlleva su utilización (ver cuadro 5.8).

A los precios actuales, sin embargo, el cocinero resulta más barato que todos los demás energéticos. No obstante, su sustitución por energéticos distintos al gas natural exigiría encarecer en más de 400% el consumo de energéticos de las familias de bajos ingresos que lo consumen. Para eliminar el subsidio y sustituir su uso sin causar un traumatismo social se requiere, entonces, establecer el suministro de gas natural o, como una opción menos recomendable, un programa especial de suministro de gas propano en los barrios populares de Bogotá y los municipios de Cundinamarca y Boyacá, donde se consume el cocinero, con subsidios focalizados de carácter temporal.

A la tarifa media, el consumo de energía eléctrica resulta más económico que el de carbón o kerosene, contrariando los costos de oportunidad relativos. Más grave aún, tomando en cuenta la estructura de tarifas según niveles de consumo, resulta más barata, en algunos casos, que el gas natural, para los hogares con consumos reducidos. La reducción de los subsidios en las tarifas de energía eléctrica aparece, así, como una de las condiciones para que el patrón de consumo residencial refleje una correcta asignación de recursos.

La otra condición, más definitiva aún, es la de que se extienda la disponibilidad de gas natural a otros centros urbanos y se levanten las restricciones actuales al suministro de gas propano. Estas restricciones de oferta han estado asociadas con los bajos precios para los productores y distribuidores de estos energéticos, que no han estimulado la ampliación de su oferta doméstica o importada.

El cuadro indica también la enorme dificultad que enfrenta la sustitución del consumo de leña sin un programa subsidiado de distribución de kerosene, GLP o briquetas de carbón en el sector rural.

2. Sector industrial

El cuadro 5.9 indica como, para los usos sustituibles (generación de vapor y calor), los energéticos económicamente más eficientes (a costos de oportunidad) son, en su orden: bagazo, carbón, gas natural, combustóleo, petróleos pesados, fuel oil, GLP, kerosene ACPM y, finalmente, energía eléctrica. El cálculo del costo de oportunidad para los crudos pesados de Castilla resulta, sin embargo, muy sensible al estimativo de sus costos de transporte, de modo que no es evidente que convenga invertir el proceso reciente de sustitución de combustóleo por éstos crudos.

Cuadro 5.8
 PRECIOS Y COSTOS DE DIFERENTES ENERGETICOS
 EN TERMINOS DE ENERGIA UTIL
 SECTOR RESIDENCIAL
 (Precios vigentes en 1990)

| | US\$ / Teracaloría útil | | | Indice Gas Natural = 100 | | | Eficiencia (Porcentaje) |
|--------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------|--------------------------|------------------------|-------------------|----------------------------|
| | Precios actuales | Costo de oportunidad | | Precios actuales | Costo de oportunidad | | |
| | | Impuesto porcentaje | Impuesto valor | | Impuesto porcentaje | Impuesto valor | |
| Gas Natural Costa (1) | 20364.23 | 19918.12 | 19918.12 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 70.00 |
| Gas Natural Interior (1) | 20364.23 | 28217.34 | 28217.34 | 100.00 | 141.67 | 141.67 | 70.00 |
| Gas Natural Costa (2) | 20364.23 | 20155.24 | 20155.24 | 100.00 | 101.19 | 101.19 | 70.00 |
| Gas Natural Interior (2) | 20364.23 | 25490.45 | 25490.45 | 100.00 | 127.98 | 127.98 | 70.00 |
| Carbón Mineral (3) | 42868.31 | 42868.31 | 42868.31 | 210.51 | 215.22 | 215.22 | 7.00 |
| Carbón Mineral (4) | 42868.31 | 86813.19 | 86813.19 | 210.51 | 435.85 | 435.85 | 7.00 |
| Leña | 6047.93 | n.d | n.d | 29.70 | n.d | n.d | 10.00 |
| Energía eléctrica | 36655.08 | 95152.02 | 95152.02 | 180.00 | 477.72 | 477.72 | 80.00 |
| Gas licuado | 22125.67 | 36497.49 | 36341.05 | 108.65 | 183.24 | 182.45 | 65.00 |
| Gasolina | 37380.00 | 80268.20 | 66174.10 | 183.56 | 402.99 | 332.23 | 50.00 |
| Cocínol | 4737.05 | 54875.41 | 54303.93 | 23.26 | 275.50 | 272.64 | 50.00 |
| Kerosene | 49163.91 | 51518.80 | 47684.21 | 241.42 | 258.65 | 239.40 | 35.00 |
| Bagazo | 6047.93 | n.d | n.d | 29.70 | n.d | n.d | 10.00 |

- (1) El costo de oportunidad se calculó con base en el caso 1, evaluado en "Estudio de Factibilidad Preliminar Interconexión Gasífera con Venezuela"; éste considera importaciones de Venezuela y reservas adicionales de 1750 GPC.
- (2) El costo de oportunidad se calculó con base en el caso 11, evaluado en "Estudio de Factibilidad Preliminar Interconexión Gasífera con Venezuela"; éste no incluye importaciones de Venezuela y supone reservas adicionales de 1750 GPC.
- (3) El costo de oportunidad corresponde al precio de venta del carbón en el interior del país.
- (4) El costo de oportunidad corresponde al precio de exportación del carbón.

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPETROL (1991).

"Factibilidad Preliminar Interconexión Gasífera con Venezuela", Estudios Técnicos S.A. (1991).

"Estadísticas Minero-Energéticas 1940-1990", Ministerio de Minas y Energía (1990).

Cálculos del autor.

Cuadro 5.9
 PRECIOS Y COSTOS DE DIFERENTES ENERGETICOS
 EN TERMINOS DE ENERGIA UTIL
 SECTOR INDUSTRIAL
 (Precios vigentes en 1990)

| | US\$ / Teracaloría útil | | | Indice Gas Natural = 100 | | | Eficiencia (Porcentaje) |
|-----------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------|--------------------------|------------------------|-------------------|----------------------------|
| | Precios actuales | Costo de oportunidad | | Precios actuales | Costo de oportunidad | | |
| | | Impuesto porcentaje | Impuesto valor | | Impuesto porcentaje | Impuesto valor | |
| Gas Natural Costa (1) | 6160.96 | 5809.45 | 5809.45 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 72.09 |
| Gas Natural Interior (1) | 6160.96 | 14108.67 | 14108.67 | 100.00 | 242.86 | 242.86 | 72.09 |
| Gas Natural Costa (2) | 6160.96 | 6046.57 | 6046.57 | 100.00 | 104.08 | 104.08 | 72.09 |
| Gas Natural Interior (2) | 6160.96 | 11381.78 | 11381.78 | 100.00 | 195.92 | 195.92 | 72.09 |
| Petróleo Crudo Castilla (3) | 9510.81 | 21170.80 | 21170.80 | 154.37 | 364.42 | 364.42 | 55.26 |
| Petróleo Crudo Castilla (4) | 9510.81 | 18908.65 | 18908.65 | 154.37 | 325.48 | 325.48 | 55.26 |
| Carbón Mineral (5) | 4472.10 | 4472.10 | 4472.10 | 72.59 | 76.98 | 76.98 | 67.10 |
| Carbón Mineral (6) | 4472.10 | 9056.52 | 9056.52 | 72.59 | 155.89 | 155.89 | 67.10 |
| Bagazo | 918.30 | n.d. | n.d. | 14.91 | n.d. | n.d. | 65.86 |
| Energía eléctrica | 78961.81 | 74679.42 | 74679.42 | 1281.65 | 1285.48 | 1285.48 | 82.92 |
| Gas licuado | 21610.34 | 35647.44 | 35494.64 | 350.76 | 613.61 | 610.98 | 66.55 |
| Kerosene y Jet | 31924.62 | 33453.76 | 30963.77 | 518.18 | 575.85 | 532.99 | 53.90 |
| Diesel Oil (7) | 29837.91 | 39059.25 | 38790.93 | 484.31 | 672.34 | 667.72 | 55.58 |
| Diesel Oil (8) | 29837.91 | 31135.69 | 31130.22 | 484.31 | 535.95 | 535.85 | 55.58 |
| Fuel Oil | 12825.37 | 16093.51 | 16055.80 | 208.17 | 277.02 | 276.37 | 67.73 |

- (1) El costo de oportunidad se calculó con base en el caso 1, evaluado en "Estudio de Factibilidad Preliminar Interconexión Gasífera con Venezuela"; éste considera importaciones de Venezuela y reservas adicionales de 1750 GPC.
- (2) El costo de oportunidad se calculó con base en el caso 11, evaluado en "Estudio de Factibilidad Preliminar Interconexión Gasífera con Venezuela"; éste no incluye importaciones de Venezuela y supone reservas adicionales de 1750 GPC.
- (3) El costo de oportunidad está calculado como el promedio del equivalente exportado del petróleo de Bachaquero y Pilon. Este es el costo relevante en caso de que el transporte del crudo desde el campo hasta la refinería y del campo hasta el puerto exportación se realice por medio de oleoducto.
- (4) El costo de oportunidad está calculado con base en el precio de equilibrio de refinar el crudo de Castilla en Cartagena (operando destilación primaria, craqueo, polimerización). Este es el costo relevante en caso de que el transporte del crudo desde el campo hasta la refinería y desde el campo hasta el puerto de exportación se haga por carrotanque.
- (5) El costo de oportunidad corresponde al precio de venta del carbón en el interior del país.
- (6) El costo de oportunidad corresponde al precio de exportación del carbón.
- (7) Este cálculo tiene en cuenta el esquema impositivo actual.
- (8) Este cálculo excluye el impuesto destinado al Fondo Vial, lo cual debería hacerse en caso de ser posible la diferenciación entre el producto vendido al sector industrial y al sector transportes.

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPETROL (1991).

"Estudio de Factibilidad Preliminar Interconexión Gasífera con Venezuela", Estudios Técnicos S.A. (1991).

"Estadísticas Minero-Energéticas 1940-1990", Ministerio de Minas y Energía (1990).

Cálculos del autor.

Cuadro 5.10
 PRECIOS Y COSTOS DE DIFERENTES ENERGETICOS
 EN TERMINOS DE ENERGIA UTIL
 SECTOR TRANSPORTE
 (Precios vigentes en 1990)

| | US\$ / Teracaloría útil | | | Indice Gas Natural = 100 | | | Eficiencia (Porcentaje) |
|---|-------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--------------------------|------------------------------------|-------------------------------|----------------------------|
| | Precios actuales | Costo de oportunidad | | Precios actuales | Costo de oportunidad | | |
| | | Impuesto igual en porcentaje | Impuesto igual en valor | | Impuesto igual en porcentaje | Impuesto igual en valor | |
| CANIONES LIV. (5 TON) - URBANO | | | | | | | |
| Gasolina Regular | 128896.55 | 276786.89 | 228186.55 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 14.50 |
| Diesel Oil | 114371.81 | 149722.86 | 148685.88 | 88.73 | 54.09 | 65.16 | 14.50 |
| CANIONES PES. 2 EJES - INTERORB | | | | | | | |
| Gasolina Regular | 128896.55 | 276786.89 | 228186.55 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 14.50 |
| Diesel Oil | 91775.94 | 120142.86 | 119310.75 | 71.20 | 43.41 | 52.29 | 18.07 |
| CANION. PES. + 2 EJES - INTERORB | | | | | | | |
| Gasolina Regular | 128896.55 | 276786.89 | 228186.55 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 14.50 |
| Diesel Oil | 91522.70 | 119811.34 | 118981.52 | 71.00 | 43.29 | 52.14 | 18.12 |
| BUSES - URBANO | | | | | | | |
| Gasolina Regular | 128896.55 | 276786.89 | 228186.55 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 14.50 |
| Diesel Oil | 96530.34 | 126366.79 | 125491.57 | 74.89 | 45.65 | 55.00 | 17.18 |
| BUSES - INTERURBANO | | | | | | | |
| Gasolina Regular | 128896.55 | 276786.89 | 228186.55 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 14.50 |
| Diesel Oil | 92907.08 | 121623.61 | 120781.24 | 72.08 | 43.94 | 52.93 | 17.85 |
| BOSETAS - URBANO | | | | | | | |
| Gasolina Regular | 128896.55 | 276786.89 | 228186.55 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 14.50 |
| Diesel Oil | 91472.22 | 119745.26 | 118915.90 | 70.97 | 43.26 | 52.11 | 18.13 |
| BOSETAS - INTERORB | | | | | | | |
| Gasolina Regular | 128896.55 | 276786.89 | 228186.55 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 14.50 |
| Diesel Oil | 91522.70 | 119811.34 | 118981.52 | 71.00 | 43.29 | 52.14 | 18.12 |

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", ECOPEPETROL (1991).

"Estadísticas Minero-Energéticas 1940-1990", Ministerio de Minas y Energía (1990).

Cálculos del autor.

Sin embargo, la estructura actual de precios incentiva el uso de petróleos pesados vis-a-vis el combustible, con lo que se podría estar incurriendo en una contradicción con los costos de oportunidad relativos, estimados de manera preliminar en este estudio. Este tema exige un análisis prioritario para definir las inversiones en transporte de gas natural, comoquiera que la capacidad óptima de los gasoductos dependerá de si se desea o no sustituir la utilización de éstos crudos pesados por gas natural.

CAPITULO VI

PRECIOS Y FINANZAS PUBLICAS ¹

A. Incidencia de los precios

Aún cuando este tema no estaba contemplado en los términos de referencia del presente estudio, resulta imprescindible referirse a él, así sea someramente, dada la importancia que han adquirido los ingresos provenientes del sector petrolero para las finanzas públicas nacionales y, en consecuencia, su contribución al ahorro nacional y el efecto estabilizador que tienen las alzas de precios de los derivados del petróleo a través de esta relación.

Los impuestos directos a la actividad petrolera y la transferencia de utilidades comerciales de Ecopetrol al presupuesto nacional llegaron a representar el 19.1% de los impuestos a la renta y complementarios en 1.989. Si a ellos se añaden las regalías del 8% transferidas a la Nación y los impuestos a los combustibles (IVA y Fondo Vial), el total de ingresos que la Nación derivaba de la actividad petrolera representó en ese año el 17.6% de sus ingresos corrientes totales. Si, además, se añaden las regalías a los departamentos y municipios y los aportes a otras empresas públicas del orden nacional (tales como Carbocol y Resurgir) la suma total superó los 400 mil millones de pesos en 1.989, representando el 7.9% de los ingresos totales del sector público colombiano. Los porcentajes correspondientes para 1.990 son todavía más altos. Véase al respecto el cuadro 6.1.

El ahorro bruto generado en la actividad petrolera (regalías, impuestos al consumo y generación interna neta de fondos de Ecopetrol) ha llegado a ser equivalente a más del 50% del ahorro consolidado del sector público y a más de un 15% del ahorro nacional total. Véase el cuadro 6.2.

Por esta razón, un estudio reciente de Fedesarrollo sobre política petrolera concluyó que "si bien las exportaciones petroleras han alcanzado un valor similar e incluso superior a las del café, su contribución neta a la balanza de pagos del país resulta muy inferior, una vez descontado el valor de las importaciones de gasolina, bienes de capital, insumos y servicios, y habida cuenta del monto, positivo o negativo según el año del ingreso neto de capitales asociado con el proceso de inversión del secto(...) **Por el contrario, ninguna otra rama de la actividad económica ha llegado jamás a contribuir de manera tan significativa a las finanzas públicas y al proceso de ahorro e inversión de la economía**". ²

Ahora bien, la contribución del sector petrolero a la finanzas públicas y al ahorro nacional fue enteramente diferente durante el período en que el país fue importador neto de hidrocarburos (1.975 y 1.985), en comparación con lo que ha sucedido a partir de 1.986, cuando el país recuperó su condición anterior de exportador neto de petróleo y derivados. En efecto, después de haber generado utilidades por 2.278 millones de pesos en 1.974, durante todo el período importador Ecopetrol sufrió una considerable estrechez financiera, con grandes pérdidas acumuladas entre 1.978 y 1.985 (cuadro 6.2). Esta situación financiera de la empresa limitó su capacidad de inversión, la condujo a un endeudamiento creciente, exigió que el gobierno mantuviera asignada a ella las regalías generadas en la producción de petróleo que deberían corresponder a la Nación y exigió que el gobierno le otorgara cuantiosos subsidios de tipo cambiario a Ecopetrol. Vale decir, durante esos años la actividad petrolera succionó recursos netos de divisas e hizo un aporte muy modesto a los recursos fiscales y al ahorro interno del país.

Por el contrario, la empresa volvió a arrojar utilidades a partir de 1.986, cuando se reiniciaron las exportaciones netas de hidrocarburos, y a partir de ese año se disparó la participación de los ingresos derivados de la actividad petrolera en los ingresos corrientes totales de la Nación y, en particular, en la generación de impuestos directos y transferencias.

¹ El presente capítulo se basa en el trabajo **Hacia una Sana Política Petrolera**, 1990, realizado por Fedesarrollo bajo la dirección de Guillermo Perry.

² Op Cit., pág. 4.

Cuadro 6.1
CONTRIBUCION DEL SECTOR PETROLERO A LOS INGRESOS DEL SECTOR PUBLICO
1970-1989
(\$ Millones y porcentajes)

| Periodo | Imporrenta Ecopetrol (1) | Impuesto a la Util Comercial (2) | Impuesto Directo Cias (3) | Total Imp. Direc 1+2+3 (4) | (4) sobre Imporrenta Nacional (5) | Regalías 8% a la Nacion (6) | Impuesto al Consumo (7) | Total Imp. a la Nacion (8) | (8) sobre Ing. Ctes Nacion (9) | Regalías Deptales y Apeles (10) | Aportes (11) | Total Impt. y Transfer. 8+10+11 (12) | (12) sobre Ing. Ctes Sec. Pub. Cons (13) |
|---------|--------------------------------|---|------------------------------------|-------------------------------------|--|--------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---|--|-----------------|---|---|
| 1970 | 70.4 | | | 70.4 | .0 | | 548.7 | 619.1 | .0 | | | 619.1 | 2.18% |
| 1971 | 81.3 | | | 81.3 | .0 | | 753.2 | 814.5 | 0.1 | | | 814.5 | 2.44% |
| 1972 | 92.1 | | | 92.1 | .0 | | 908.7 | 1000.8 | 0.1 | | | 1000.8 | 2.60% |
| 1973 | 151.1 | | | 151.1 | .0 | | 972.3 | 1123.4 | 0.1 | | | 1123.4 | 2.41% |
| 1974 | 1200.0 | | | 1200.0 | 0.1 | | 1162.8 | 2362.8 | 0.1 | | | 2362.8 | 3.76% |
| 1975 | 66.2 | | | 66.2 | .0 | | 1557.7 | 1623.9 | .0 | | | 1623.9 | 1.86% |
| 1976 | 300.0 | | | 300.0 | .0 | | 3261.4 | 3561.4 | 0.1 | | | 3561.4 | 3.24% |
| 1977 | 0.0 | | | 0.0 | 0.0 | | 4500.5 | 4500.5 | 0.1 | | | 4500.5 | 3.18% |
| 1978 | 81.7 | | | 81.7 | .0 | | 5861.7 | 5943.4 | 0.1 | | | 5943.4 | 3.13% |
| 1979 | 81.7 | | | 81.7 | .0 | | 6750.8 | 6832.5 | 0.1 | 337.1 | 180.0 | 9349.6 | 3.71% |
| 1980 | 0.0 | | | 0.0 | 0.0 | | 13577.7 | 13577.7 | 0.1 | 473.5 | 357.7 | 14408.9 | 3.42% |
| 1981 | 0.0 | | | 0.0 | 0.0 | | 20859.8 | 20859.8 | 0.1 | 708.8 | 2435.5 | 23984.1 | 4.17% |
| 1982 | 0.0 | | | 0.0 | 0.0 | 342.9 | 24513.4 | 24856.3 | 0.1 | 2308.8 | 4563.1 | 31728.0 | 4.09% |
| 1983 | 0.0 | | 4720.7 | 4720.7 | .0 | 505.3 | 30246.6 | 35472.6 | 0.1 | 3576.4 | 7169.9 | 46218.9 | 4.92% |
| 1984 | 0.0 | | 5280.1 | 5280.1 | .0 | 598.9 | 37949.4 | 43828.4 | 0.1 | 4899.3 | 12574.0 | 61291.7 | 6.40% |
| 1985 | 0.0 | | 10206.2 | 10206.2 | 0.1 | 825.6 | 46015.7 | 57048.5 | 0.1 | 7351.2 | 21728.2 | 86127.9 | 6.66% |
| 1986 | 818.2 | | 10862.9 | 11681.1 | 0.1 | 965.2 | 55585.4 | 58231.7 | 0.1 | 16485.1 | 27941.7 | 112838.5 | 6.38% |
| 1987 | 16277.5 | 4999.4 | 34636.5 | 55913.4 | 0.2 | 15010.4 | 70580.9 | 141504.7 | 0.1 | 26782.8 | 35004.4 | 203291.7 | 6.53% |
| 1988 | 1128.8 | 0.0 | 33118.7 | 34247.5 | 0.1 | 23047.3 | 93901.4 | 151136.2 | 0.1 | 31930.5 | 38502.3 | 221629.0 | 7.36% |
| 1989 | 37072.6 | 60664.5 | 15286.5 | 113023.6 | 0.2 | 58806.9 | 124420.9 | 296251.4 | 0.2 | 64201.9 | 48408.5 | 408861.8 | 7.86% |

Fuente: "Hacia una san política petrolera", Ferry et. al. (1991).

Cuadro 6.2
CONTRIBUCION DEL SECTOR PETROLERO AL AHORRO NACIONAL
1970-1989
(\$ Millones y porcentajes)

| Periodo | Utilidad antes de Impuestos (1) | Reservas no erogación (2) | Generación Interna Neta (3)=1+2 | Impuesto al Consumo (4) | Regalías Totales (5) | Imp.direc de las Cias.asoc (6) | Ahorro Público Petrolero (7)=3+4+5+6 | (7) sobre Ahorro público (%) | (7) sobre Ahorro Nacional (%) |
|---------|------------------------------------|------------------------------|------------------------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------------------|---|------------------------------|-------------------------------|
| 1970 | 309.3 | 1636.4 | 1945.7 | 548.7 | 421.9 | | 2916.3 | 43.52 | 13.45 |
| 1971 | 406.1 | 1785.3 | 2191.4 | 733.2 | 442.9 | | 3367.5 | 55.02 | 16.26 |
| 1972 | 694.4 | 2011.7 | 2706.1 | 908.7 | 437.1 | | 4051.9 | 61.72 | 13.21 |
| 1973 | 942.0 | 2397.2 | 3339.2 | 972.3 | 435.3 | | 4746.8 | 50.45 | 10.68 |
| 1974 | 2277.9 | 3684.9 | 5962.8 | 1162.8 | 426.3 | | 7551.9 | 49.00 | 12.43 |
| 1975 | 1403.1 | 4726.0 | 6129.1 | 1557.7 | 427.8 | | 8114.6 | 35.94 | 11.74 |
| 1976 | 1026.3 | 6228.4 | 7254.7 | 3261.4 | 449.9 | | 10966.0 | 28.42 | 10.83 |
| 1977 | 439.6 | 7183.4 | 7623.0 | 4500.5 | 478.9 | | 12602.4 | 22.83 | 8.55 |
| 1978 | -898.0 | 10009.1 | 9111.1 | 5861.7 | 480.5 | | 15461.3 | 21.99 | 8.32 |
| 1979 | -964.6 | 12936.6 | 11972.0 | 8750.8 | 384.5 | | 21107.3 | 30.68 | 8.99 |
| 1980 | -254.5 | 18654.6 | 18400.1 | 13577.7 | 686.8 | | 32664.6 | 33.27 | 10.56 |
| 1981 | 531.8 | 26329.8 | 26861.6 | 20839.8 | 913.6 | | 48615.0 | 52.63 | 14.50 |
| 1982 | -662.7 | 36091.1 | 35428.4 | 24513.4 | 2908.4 | | 62850.2 | 77.53 | 16.69 |
| 1983 | 822.7 | 49416.5 | 50239.2 | 30246.6 | 4297.9 | 4720.7 | 89504.4 | 115.34 | 19.97 |
| 1984 | 2868.1 | 84113.9 | 86982.0 | 37249.4 | 5772.6 | 5280.1 | 135284.1 | 92.65 | 22.75 |
| 1985 | -25425.3 | 92703.8 | 67278.5 | 46016.7 | 8664.1 | 10206.2 | 132165.5 | 54.61 | 15.60 |
| 1986 | 3457.7 | 172257.5 | 175715.2 | 55585.4 | 17779.2 | 10862.9 | 259942.7 | 47.27 | 17.62 |
| 1987 | 41074.3 | 261524.9 | 302599.2 | 70580.9 | 44491.0 | 34636.5 | 452307.6 | 73.74 | 24.45 |
| 1988 | -12823.8 | 103553.1 | 90729.3 | 93901.4 | 54251.0 | 33118.7 | 272000.4 | 29.21 | 10.70 |
| 1989 | 90007.2 | 160323.1 | 250330.3 | 124420.9 | 109156.0 | 15286.5 | 499193.7 | 80.23 | |

Nota: Las cifras de ahorro público y ahorro nacional de 1988 y 1989 son provisionales.

Fuente: "Hacia una sana política petrolera", Perry et.al. (1991).

El contraste tan dramático que evidencia la situación financiera de Ecopetrol y la contribución de la actividad petrolera a las finanzas públicas y al ahorro nacional en períodos en que el país ha sido importador neto o exportador neto de hidrocarburos, se debe a dos razones básicas:

1) Al hecho de que los precios internos al productor se hayan mantenido considerablemente por debajo de los precios equivalentes de importación o exportación, a partir de 1.974, como se indicó en el capítulo III. En consecuencia, la empresa estatal pierde ingentes recursos en el proceso de importación de derivados del petróleo, o de petróleo crudo para refinar en el país, que debe ser vendido posteriormente a precios que no llegaron a cubrir siquiera el 40% de los costos respectivos.

2) A que las exportaciones petroleras constituyen probablemente la actividad económica más rentable del país. Los enormes excedentes financieros que generan han sido utilizados a partir de 1.986 para absorber las pérdidas ocasionadas en la importación de derivados, financiar íntegramente el plan de inversiones de la empresa, reducir su endeudamiento neto y efectuar aportes cuantiosos y crecientes a las finanzas públicas nacionales y regionales.

En consecuencia, cuando las importaciones excedieron a las exportaciones, las pérdidas ocasionadas en la primera actividad superaron ampliamente las ganancias de la segunda. Por esa razón, la empresa mostró pérdidas acumuladas durante el período en que el país fue importador neto de hidrocarburos. Por el contrario, cuando las exportaciones volvieron a superar a las importaciones, a partir de 1.986, las ganancias obtenidas en la primera de estas actividades excedieron ampliamente las pérdidas incurridas en la actividad importadora.

Resulta evidente, entonces, que si los precios internos al productor se elevan a los equivalentes de importación o exportación, la empresa estatal también obtendrá excedentes sustanciales de la actividad petrolera cuyo producto se destina a la atención de las necesidades domésticas y no perderá dinero en las importaciones marginales que sea necesario efectuar. Un mayor precio interno, por demás, reduciría el consumo doméstico de petróleo crudo y derivados, con lo cual se incrementarían las exportaciones netas. La suma de los tres efectos (la mayor rentabilidad de las operaciones de venta interna, el incremento generado en las exportaciones netas y la eliminación de las pérdidas en las operaciones de importación) conllevaría un impacto muy significativo sobre las finanzas públicas y el ahorro nacional, como se indica con los resultados preliminares de los cálculos efectuados con el modelo de equilibrio general computable.

Conviene señalar que hasta 1.973, cuando los precios domésticos al productor se encontraban cerca de los internacionales, a pesar de que éstos últimos se encontraban en niveles mucho más bajos que los de períodos posteriores, la empresa mantuvo utilidades y excedentes sustanciales y efectuó una contribución considerable al ahorro del sector público (representando más del 50% de éste) y al ahorro nacional (más del 10%). Véase el Cuadro 6.2. Su contribución a las finanzas públicas no fué mayor en esa época simplemente porque por entonces transfería a la Nación solo una parte pequeña de sus utilidades en forma de impuesto de renta y mantenía la regalía del 8% en su poder.

B. Efectos fiscales de la trayectoria del ajuste

El proceso de ajuste de los precios domésticos de los derivados del petróleo hasta sus costos de oportunidad, puede llevarse a cabo, en una primera etapa, incrementando los precios al productor hasta sus costos de oportunidad y manteniendo constante el valor de los impuestos, para en una segunda etapa elevar la tasa impositiva a los niveles deseados. En otro extremo, se incrementaría primero la tasa impositiva, manteniendo constantes los precios al productor, para posteriormente elevar los precios al productor hasta sus costos de oportunidad. En otras palabras, los incrementos reales en los precios domésticos pueden destinarse, inicialmente, a la generación de mayores utilidades en la empresa estatal o a un mayor pago de impuestos indirectos.

La última solución parecería tener, a primera vista, un impacto inicial más favorable sobre las

finanzas públicas. No obstante, si las utilidades adicionales de Ecopetrol son transferidas en su integridad al presupuesto nacional, se obtendría el mismo monto de ingresos fiscales con cualquier trayectoria de ajuste. Las diferencias consistirían en la oportunidad con que el presupuesto nacional recibiría los ingresos adicionales y el uso que podría hacer de ellos.

En cuanto a lo primero, el problema consiste en que mientras los impuestos indirectos se van pagando en forma casi inmediata a su causación, los impuestos a la renta y la transferencia de utilidades tiene lugar en el año siguiente al que se generan los ingresos. Este problema, sin embargo, se podría resolver con facilidad estableciendo un sistema especial de pago corriente ("pay as you go") para el pago de los impuestos de renta y la transferencia de utilidades de Ecopetrol.

El procedimiento sería el siguiente: a finales de cada año, como parte del ejercicio de elaboración de presupuesto de la empresa y de su aprobación por el CONFIS, se llevaría a cabo un cuidadoso análisis de la proyección de utilidades para el año siguiente, se convendría el nivel de inversión a ejecutar y su estructura de financiamiento y, en consecuencia el monto de las utilidades a ser transferidas. Con base en estas decisiones se establecería el compromiso de girar el monto proyectado del impuesto de renta y las transferencias de utilidades netas por partes iguales durante los doce meses del año, o en forma diferente si se considera que se presenta una estacionalidad significativa en la generación de las utilidades. En caso de que ocurran hechos que obliguen a revisar las utilidades proyectadas (un aumento o una reducción bruscas y no esperada en los precios internacionales del crudo y sus derivados; un incremento menor o mayor que el anticipado en los precios domésticos de los combustibles; o algún otro factor de fuerza mayor) se procedería a efectuar los ajustes del caso para determinar el monto de los anticipos por transferencias e impuesto de renta a efectuar durante los meses restantes del año. Una vez cerrado el balance de la empresa se harían los ajustes del caso.

En esta forma, Ecopetrol entregaría a la Tesorería General de la República un flujo de ingresos continuo y proporcional al valor nominal de las utilidades del año en curso (tanto para lo que hace al pago de impuesto de renta como a la transferencia de las utilidades comerciales que no se apliquen a financiar las inversiones de la empresa), a diferencia de lo que hoy ocurre, cuando el flujo de recursos es más irregular y refleja apenas el valor nominal de las utilidades del año anterior.

En consecuencia, el efecto sobre los ingresos de la Nación de incrementar primero los impuestos indirectos, o de subir inicialmente los precios al productor a su nivel de costos de oportunidad, sería idéntico. En el segundo caso, sin embargo, se obtendrían una serie de ventajas que se explican en el Capítulo VII, Sección B.

Conviene anotar que este sistema de pago corriente de impuesto de renta y transferencia de utilidades, se utiliza en la mayoría de los países exportadores de petróleo en los que las finanzas públicas nacionales dependen en una cuantía importante de los excedentes generados en la empresa estatal: tal es el caso, por ejemplo, de Venezuela, Ecuador y Egipto). En los dos últimos, incluso, se aplica un sistema similar para el pago de regalías, participaciones e impuestos de renta por parte de las compañías privadas productoras de petróleo.

CAPITULO VII

ESTRATEGIA DE AJUSTE Y LIBERACION DE PRECIOS

A. Liberación de precios: ventajas, desventajas y prioridades

1. Liberación de precios: por qué, cuándo y cómo.

a. Refinación

i. Condiciones

Como se indicó en el capítulo I, la operación de un mercado competitivo, en el caso de los productos refinados de petróleo, arrojaría precios iguales a sus costos de oportunidad. En consecuencia, se trata de determinar para qué productos y en qué etapas de la cadena producción y distribución se dan o pueden darse con facilidad, en Colombia, condiciones de competitividad que hagan posible y deseable la liberación de precios.

En un extremo del proceso, nos encontramos con que la actividad de refinación en Colombia está virtualmente monopolizada por Ecopetrol. La liberación de los precios ex-refinería exigiría, entonces, liberar las importaciones de productos refinados de petróleo. No obstante, la importación de éstos productos exige contar con una infraestructura relativamente compleja y un volumen de operaciones apreciable y permanente, de manera que Ecopetrol mantendría una considerable fatitud en la fijación de precios en un mercado desregulado. Las economías de escala son más prominentes en el caso de las importaciones de gasolina y otros combustibles que en las de gas propano y otros productos refinados.

Por demás, la competencia en la actividad refinadora interna tomará tiempo en desarrollarse. En primer lugar, difícilmente se conseguirá vincular capitales privados en inversiones significativas en capacidad de refinación mientras los precios no reflejen los costos de oportunidad internacionales. Aún entonces, el largo período de maduración de los proyectos, el tamaño del mercado doméstico y las economías de escala que caracterizan a los procesos tecnológicamente avanzados de refinación (de alta y media conversión), que parecen ser los más indicados para la expansión de la capacidad refinadora colombiana, no harán posible el desarrollo de un mercado verdaderamente competitivo de refinación en el país por un largo tiempo.

ii. Ventajas

La liberación de precios ex-refinería a largo plazo tendría las siguientes ventajas:

1) Permitiría una mayor participación de la inversión privada en el proceso de refinación e importación de productos refinados, comoquiera que la fijación administrativa, aún si sigue relativamente de cerca los precios internacionales, genera riesgos para la inversión privada asociados con su carácter discrecional.

2) Respondería mejor a variaciones en el nivel de los precios internacionales; ello no sucede con la fijación administrativa de precios, como lo demuestra la experiencia colombiana en la década de los setenta.

3) El precio administrado, además de estar sujeto a consideraciones y presiones de índole política, puede tener el inconveniente de ser utilizado por los agentes económicos como señal para la fijación de sus propios precios. En efecto, en una economía caracterizada por un proceso inercial de inflación, los distintos agentes económicos buscan fijar sus precios y sus salarios de acuerdo con los incrementos de costos esperados. Las expectativas de incremento de precios dependen en alguna medida de las tasas de inflación en los períodos inmediatamente anteriores, pero también se vinculan con los ajustes de precios públicos. De esta manera, los ajustes administrativos de precios de los refinados (en especial de la gasolina) pueden tener un efecto sobre

el proceso inflacionario que va mucho más allá de su impacto directo e indirecto sobre las estructuras de costos. La determinación de estos precios por el mercado conducirá a que se utilicen menos como referencia para los ajustes de otros precios en la economía.

4) Se podría argumentar que la fijación administrativa de precios puede evitar que las oscilaciones de corto plazo de los precios internacionales se transmitan en su integridad a la economía interna, generando costos de ajuste en el corto plazo y confusión en las señales que deben guiar decisiones de asignación de recursos en el mediano y largo plazo. Si bien el argumento conceptual es correcto, deben tenerse en cuenta tres hechos:

i) En la práctica, en un mercado libre y competitivo, los agentes económicos no transmitirán de manera inmediata y en su totalidad las variaciones de corto plazo de precios internacionales al mercado doméstico. La experiencia internacional demuestra que tanto los refinadores, como los distribuidores mayoristas, y en menor medida los minoristas, a través de su estructura de inventarios y de la estructura de contratos a distintos plazos, absorben parte de la variación de los precios internacionales, de modo que las oscilaciones de corto plazo en los precios al consumidor resultan menos bruscas.

ii) La autoridad administrativa no tiene un conocimiento suficiente del mercado que le permita distinguir entre variaciones que obedecen a condiciones puramente coyunturales y aquellas que indican una tendencia de mediano o largo plazo. En consecuencia, el intento de moderar las fluctuaciones de corto plazo puede fácilmente resultar en rezagos inconvenientes en los ajustes deseados a variaciones de tendencia. Más aún, las preocupaciones del efecto de las alzas de precios administrados sobre la tasa de inflación, y los costos políticos asociados con este tipo de decisiones, pueden llevar a retrasar los ajustes, so pretexto de los objetivos de estabilización de corto plazo.

iii) En los períodos de baja, consideraciones de carácter fiscal, asociadas tanto con la percepción de impuestos indirectos (si son ad valorem), como con los impuestos de renta y transferencia de utilidades de la empresa estatal al presupuesto nacional, pueden inducir demoras excesivas en el ajuste de los precios internos a las variaciones internacionales. De la misma manera pueden generar una disposición de interpretar estas bajas como reducciones de corto plazo, ante las que no se debe responder.

b. Distribución de combustibles.

i. Condiciones y estrategia.

La actividad de distribución es más competitiva y puede deregularse en un plazo más breve. En este caso, conviene distinguir entre aquellos productos cuya venta al consumidor se lleva a cabo fundamentalmente en estaciones de servicio (combustibles) y aquellos que se distribuyen principalmente a domicilio o en locales específicos (gas propano, combustóleo, JP, diesel marino, naftas, cocinol, kerosene¹).

En el primer caso, a pesar de la localización espacial específica de las estaciones de servicio, se puede desarrollar una competencia considerable en todos los centros urbanos de tamaño mediano y a lo largo de las principales carreteras del sistema vial. La experiencia en otros países demuestra que la liberación del precio de la gasolina y otros combustibles puede operar bien en estos mercados, haciendo más eficiente la distribución minorista, mejorando la calidad de servicio y, en el mediano plazo, reduciendo los márgenes de distribución.

No obstante, se debe tener en cuenta que en localidades urbanas más pequeñas, o en zonas aisladas, pueden no darse condiciones de competencia y presentarse abusos de poder monopólico. Habría que considerar la posibilidad de establecer mecanismos de control ex-post para este tipo de situaciones.

La liberación de márgenes de distribución minorista debe acompañarse con una mayor

¹ Este producto se vende también, en algunas regiones, en estaciones de servicio.

facilidad de entrada al mercado. Hoy en día el establecimiento de una estación de servicio requiere una licencia del Ministerio de Minas y Energía, además de permisos del municipio correspondiente. Parecería conveniente eliminar los trámites a nivel central y permitir que las licencias de funcionamiento, teniendo en cuenta tanto las condiciones de seguridad de las estaciones de servicio como consideraciones de desarrollo urbano, queden en manos de los municipios, quienes serían los mayores interesados en que exista un suministro de carácter competitivo y de buena calidad. Naturalmente las normas técnicas sobre seguridad continuarían siendo fijadas por el Ministerio.

En lo que hace a la distribución mayorista, existen condiciones relativas de competencia. En algunas ciudades y regiones del país concurren hasta cuatro empresas distribuidoras (Mobil, Esso, Texaco y el Terpel regional). En muchos municipios, y en ocasiones hasta en algunos departamentos, sin embargo, hay presencia de apenas uno o dos mayoristas. En consecuencia, la liberación de los márgenes mayoristas podría dar lugar a mayores abusos de posición dominante en el mercado que lo que ocurriría con la liberación de los márgenes minoristas.

La penetración del mercado mayorista por un nuevo distribuidor es un proceso difícil y lento, comoquiera que la mayor parte de las estaciones de servicio mantienen vínculos estables y relativamente rígidos con los distribuidores actuales. En consecuencia, la competencia mayorista se da básicamente a través de nuevas estaciones de servicio, que normalmente crecen en menos de un 3% por año¹. En adición, el distribuidor mayorista requiere de inversiones significativas en almacenamiento y equipos de distribución, campañas de publicidad, etc, que presentan economías de escala y se constituyen en barreras adicionales a la entrada.

Otro aspecto que dificulta la operación de un mercado competitivo a nivel distribuidor radica en el monopolio de refinación. A corto plazo, los distintos distribuidores están sometidos a cuotas de venta, proporcionales a su participación en el mercado. La liberación del margen mayorista debería acompañarse, en consecuencia, con la liberación de importaciones de refinados del petróleo.

La meta deseable a mediano plazo es la liberación de los márgenes de distribución mayorista; sin embargo, los problemas mencionados deben tomarse en cuenta con el objeto de evaluar los riesgos implícitos en una decisión de esta naturaleza y la conveniencia de diseñar mecanismos que promuevan una mayor competencia en este mercado.

En consecuencia de lo anterior, parece claro que la secuencia debe ser la siguiente:

- 1. Liberación de los márgenes de los minoristas;**
- 2. Liberación de los márgenes de distribución mayorista y de la importación de derivados del petróleo;**
- 3. Liberación de los precios ex-refinería.**

La liberación de márgenes o precios, en mercados que han estado estrictamente regulados, puede conducir inicialmente a incrementos sustanciales, por varias razones:

i) Los márgenes fijados administrativamente pueden haber estado por debajo de los del equilibrio competitivo, especialmente en el caso de los mayoristas. Como se indicó atrás, estos se han reducido en valores reales desde 1982 para situarse hoy en montos similares a los mediados de la década de los setenta, son más bajos que los otros países latinoamericanos y, al menos en el caso de la gasolina regular, no cubren los costos de algunos distribuidores². Los márgenes minoristas, en cambio, se han venido aumentando en términos reales y, su fijación

¹ En el curso de la última década dos de los mayoristas tradicionales han conservado su participación en el mercado (Mobil y Texaco) y otro la ha disminuido (Esso) del 38% en 1980 al 26% en 1990, con un aumento correspondiente de la Terpeles del 11% al 24%. Véase el cuadro 7.

² Véase el estudio realizado por el IEC para Ecopetrol y los distribuidores privados en 1987 y 1988.

Cuadro 7
COMPOSICION DE LA VENTA DE COMBUSTIBLES
(Porcentajes)

| | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| GASOLINA CORRIENTE | | | | | | | | | | | |
| Esso | 30.45 | 30.45 | 37.64 | 36.07 | 32.55 | 30.72 | 28.94 | 28.51 | 27.90 | 26.70 | 25.62 |
| Mobil | 29.56 | 29.47 | 30.27 | 31.73 | 32.63 | 33.57 | 33.20 | 32.59 | 31.73 | 31.16 | 30.36 |
| Tenaco | 19.09 | 19.38 | 18.33 | 18.62 | 18.98 | 19.31 | 19.17 | 18.59 | 18.68 | 18.78 | 18.72 |
| Terpel | 10.99 | 10.86 | 11.08 | 11.70 | 14.11 | 14.61 | 17.16 | 18.75 | 20.38 | 21.99 | 24.21 |
| Ecopetrol | 1.91 | 1.83 | 2.08 | 1.87 | 1.73 | 1.73 | 1.53 | 1.57 | 1.31 | 1.37 | 1.09 |
| TOTAL | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| GASOLINA EXTRA | | | | | | | | | | | |
| Esso | 43.35 | 43.11 | 43.52 | 44.16 | 43.20 | 40.27 | 35.52 | 33.70 | 32.35 | 30.43 | 29.36 |
| Mobil | 26.99 | 28.63 | 30.34 | 30.47 | 30.27 | 31.20 | 32.41 | 30.91 | 30.65 | 28.95 | 27.84 |
| Tenaco | 21.40 | 21.75 | 20.09 | 20.41 | 21.51 | 22.92 | 21.99 | 20.84 | 20.80 | 21.30 | 20.55 |
| Terpel | 7.59 | 6.12 | 5.74 | 4.89 | 4.98 | 5.57 | 10.05 | 14.55 | 16.20 | 19.31 | 22.24 |
| Ecopetrol | 0.69 | 0.39 | 0.31 | 0.07 | 0.05 | 0.03 | 0.03 | 0.00 | 0.00 | 0.01 | 0.01 |
| TOTAL | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |

Fuente: "Competencia y márgenes de distribución", Urrutia M. y Balén C.E. (1991).

administrativa puede llevar a que, en algunas ciudades, protejan estaciones insuficientes o mal localizadas¹.

ii) En el evento de que los márgenes hayan estado reprimidos, las empresas habrían retrasado sus programas de inversión y modernización que buscarían acometer al inicio de la liberación. Este hecho podría conducir a márgenes iniciales exageradamente altos con el objeto de obtener financiamiento para esas inversiones. Las nuevas inversiones conducirían en el futuro a una reducción de márgenes.

iii) En cualquier caso, el proceso de aprendizaje en un mercado de esta naturaleza puede conducir inicialmente a "overshoots", que luego en el tiempo se aminoren.

En consecuencia, podría ser conveniente que antes de proceder a la liberación de los márgenes de distribución mayorista se fijara por vía administrativa un valor máximo, significativamente superior a nivel actual, pero que evite un alza excesiva al liberar, lo cual podría desprestigiar el proceso de liberación. Así mismo, por lo dicho anteriormente, no parecería conveniente liberar los márgenes de distribución mayorista sino hasta tanto los precios en refinería se hayan acercado a los equivalentes internacionales y se hayan obviado los problemas de estructura que hoy día acusan los precios regulados. De no proceder en esta forma los mayoristas podrían apropiarse de las diferencias entre los precios ex-refinería y los equivalentes de importación.

Tomando en cuenta los aspectos de aprendizaje del mercado, parecería conveniente que la liberación de márgenes de distribución minorista proceda también por etapas. Así, por ejemplo, en una primera etapa podría liberarse el margen de distribución minorista de la gasolina extra, con el objeto de facilitar el proceso de aprendizaje de funcionamiento de mercado libre por parte de los minoristas con un costo social muy reducido. En efecto, en este caso el margen se estabilizaría con rapidez, por cuanto un margen excesivo llevaría a sustituir el consumo por gasolina regular y, de todas maneras, el impacto social de un "overshoot" es mucho menos importante que en el caso de esta última.

ii. Ventajas

La fijación administrativa de los márgenes de distribución afronta dificultades insalvables. En primer lugar, el Estado no posee información precisa para fijar el nivel apropiado de estos márgenes. En consecuencia, es muy probable que éstos resulten fijados a un nivel superior o inferior a los que regirían en un mercado libre. En caso de ser superiores, los distribuidores se apropiarían de rentas excesivas, no existirían estímulos suficientes para la innovación y la eficiencia y se generaría una sobreinversión en la actividad. Por el contrario, si resultan inferiores, como parece haber sido el caso, por lo menos en lo que hace a los márgenes de distribución mayorista, la inversión en la actividad resulta inferior a la deseada, tanto desde el punto de vista de la calidad del servicio, como de la seguridad del suministro (inversiones en almacenamiento e infraestructura de distribución).

Más aún, la determinación administrativa de una estructura de márgenes de distribución que tome en cuenta las diferencias en costos de transporte y distribución por localidades en forma precisa, resulta prácticamente imposible. En consecuencia, lo más probable es que los márgenes resulten excesivos en unas localidades y muy bajos en otras e, incluso, propicien "contrabandos" físicos o técnicos de derivados de petróleo de unas localidades a otras.

La libertad de precios resuelve estos problemas, si bien, como ya se anotó atrás, puede dar lugar a abusos de posición dominante en algunas regiones o localidades.

c. Distribución de gas propano.

En lo que hace a otros derivados del petróleo, la situación es diferente. Consideremos, en primer lugar, el caso del gas propano, en el que existe un gran número de distribuidores que compran

¹ Véase el argumento que presentan al respecto Urrutia, M. y Balén, C. A. (1991) en **Competencia y márgenes de distribución**.

en planta de abasto, mantienen capacidad de almacenamiento y distribuyen a domicilio. El mercado no es más competitivo simplemente por cuanto la oferta ha estado restringida y los distribuidores no tienen acceso a cuantías superiores al cupo que les fija el Ministerio. La liberación de precios y de importaciones permitiría la operación de un mercado muy competitivo, que garantizaría un pleno suministro de este producto, superando las épocas de restricción que han conducido a un patrón tan atípico e ineficiente de consumo del sector residencial y de la pequeña y mediana industria.

No obstante, la liberación de precios e importaciones no se puede hacer a corto plazo, comoquiera que mientras que se llevan a cabo las inversiones que permitan importar la totalidad de los faltantes, los distribuidores podrían apropiarse de las rentas que permite una situación de suministro restringido. Se requiere, entonces, de un período de transición, durante el cual se vayan elevando los precios del gas propano en términos reales, hasta acercarse a los precios internacionales y Ecopetrol vaya incrementando las importaciones del producto.

Para que Ecopetrol disponga de un estímulo suficiente que permita acelerar este proceso, convendría autorizar un precio de venta equivalente al promedio ponderado entre el precio actual, en valor constante, y el precio CIF de importación más costos de transporte a planta de abasto. La ponderación se basaría en la relación entre importaciones y producción interna. En esta forma, Ecopetrol no perdería dinero con las importaciones marginales, e incluso se le podría permitir una rentabilidad sobre ellas, que lo induciría a adelantar el proceso con la mayor rapidez posible.

Más aún con el objeto de permitir la libertad de importaciones y de precios a un plazo más corto, podría ser conveniente fijar y anunciar desde ahora una fecha, v. gr. a dos años vista, en la cual se liberarán tanto los precios como las importaciones del producto. Ecopetrol dispondría entonces de ese plazo para incrementar las importaciones hasta el nivel requerido para satisfacer la demanda doméstica, mediante el mecanismo de fijación de precios indicado atrás, y los distribuidores privados llevarían a cabo en el entretanto las inversiones requeridas.

d. Distribución de otros refinados

Con excepción del cocinol, cuya distribución está sometida a un racionamiento drástico como consecuencia de su bajísimo precio real, las condiciones de competencia son mayores en la venta de otros refinados, las posibilidades de generar "overshoots" son muy bajas por cuanto los precios domésticos han estado cerca de los equivalentes internacionales (tanto para combustóleo, como para JP, diesel marino y kerosene).

En consecuencia, resulta acertado iniciar el proceso de liberación de precios e importaciones con el combustóleo, como ya se hizo en mayo de 1991, y el JP y el diesel marino, como acaba de hacerse recientemente.

B. Estrategia de Ajuste: precios al productor e impuestos.

Como se discutió en el capítulo I, fijar los precios del petróleo y los derivados de acuerdo con sus costos de oportunidad para todos los agentes económicos que intervienen en el proceso, y no solamente para los consumidores, tiene por objeto principal el conseguir una asignación de recursos apropiada en la economía nacional. En consecuencia, la opción de elevar en una primera etapa los precios al productor a sus costos de oportunidad, y, en una segunda etapa los impuestos indirectos a sus niveles deseados, tiene, entre otras, las siguientes ventajas en relación con una que privilegie mayores ajustes iniciales en los impuestos indirectos¹:

¹ En condiciones normales, un incremento equivalente en los precios al productor y en los impuestos al consumidor, generaría un aumento igual en los ingresos corrientes de la Nación, que se distribuiría entre ésta, los departamentos y municipios de acuerdo con las nuevas disposiciones constitucionales. No obstante, la Constitución permite que por una vez el producto de una reforma tributaria se destine exclusivamente a la Nación, lo que podría conducir, desde el punto de vista del Gobierno Nacional, a preferir en el corto plazo un incremento en el impuesto a los consumidores (u otro impuesto como el IVA) en lugar de un incremento en los

1) Se haría posible vincular capitales privados a las inversiones requeridas en ampliación de la capacidad de refinación, en condiciones de competitividad eficiente. En efecto, de mantener reprimidos los precios ex-refinería se mantendría una rentabilidad artificialmente negativa para los procesos de refinación doméstica. En esas condiciones, para estimular al capital privado a participar en inversiones en refinación habría que ofrecerle un margen fijo. Con ello, sin embargo, no solamente se crearía una discriminación en contra de la empresa estatal (ya que por la misma actividad se le entregaría un margen positivo a los refinadores privados y negativo a la empresa estatal), sino que se eliminaría totalmente el riesgo a los inversionistas privados y no existirían alicientes para mejorar la eficiencia de la operación mediante una mejor composición de la carga a la refinería o de la estructura y calidad de sus productos. Estos problemas de eficiencia pueden llegar a ser tan severos, que la evaluación económica de refinerías operadas bajo estas condiciones en varios países del Caribe y Centroamérica por empresas multinacionales de capacidad técnica y gerencial ampliamente reconocida, arroja resultados tan negativos que demuestran que al país le habría ido mejor de no haberse hecho en absoluto la inversión respectiva.

2) Por demás, una estructura inadecuada de los precios al productor de derivados de petróleo induce también ineficiencias en el manejo de la empresa estatal. Así, por ejemplo, continuarían vigentes los desestímulos al incremento de la oferta doméstica de gas propano y a sus importaciones, que han conducido a una severa distorsión en los patrones de consumo del sector residencial y de la pequeña y mediana industria, los que, como se indicó atrás, resultan ser los más atípicos e ineficientes en América Latina. La eventual liberación de importaciones y precios del gas propano se vería inconvenientemente retrasada.

3) En forma similar, resultaría difícil arreglar el problema que existe actualmente con los márgenes de distribución, con respecto a los cuales existen indicios de que son muy bajos, a tiempo que el Estado no dispone tampoco de la información suficiente para fijarlos con la precisión requerida. En estas condiciones, como se discutió atrás, lo ideal es proceder en un plazo relativamente breve a la liberación de éstos márgenes, para que sean fijados por la competencia entre los distintos distribuidores mayoristas y minoristas. Ello, sin embargo, podría resultar inconveniente si los precios de venta de los refinados a los mayoristas contienen distorsiones severas con respecto a la estructura de los precios internacionales.

4) En forma más general, elevar los precios al productor al nivel de los precios internacionales facilita que se ajusten de manera automática ante las variaciones de aquellos y hace posible un tránsito más rápido a la deregulación de los precios en toda la economía petrolera, que debe ser el objetivo final de la política. Estos objetivos no se conseguirían, o se pospondrían innecesariamente en el tiempo, si se sigue la política de incrementar primero los impuestos y solo después los precios al productor.

5) Otra ventaja de llevar los precios al productor al nivel de sus costos de oportunidad, en lugar de mantenerlos con distorsiones artificiales e incrementar los impuestos indirectos a los combustibles, tiene que ver con el hecho de que así se facilitaría el desarrollo de instrumentos de estabilización frente a variaciones en los precios internacionales del petróleo. En efecto, ante la dependencia creciente de las finanzas públicas de los ingresos petroleros, el país debería buscar formulas que eviten que la inestabilidad de los precios internacionales se traduzca en una mayor inestabilidad de las finanzas públicas.

La solución a este problema exige que cuando los precios internacionales superen un límite predeterminado los ingresos excedentes se destinen a un Fondo de Estabilización y se inviertan en moneda extranjera, de modo que no puedan ser gastados ni por Ecopetrol ni por el gobierno nacional ni presionen la tasa de cambio. Por el contrario, cuando los precios desciendan por debajo de un umbral mínimo predeterminado, tanto Ecopetrol como el gobierno nacional podrían acudir a recursos del Fondo para mantener los niveles de ejecución de la inversión pública de los períodos anteriores. Alternativamente, ante la dificultad de predeterminar bandas de precios "normales", la distribución de recursos entre el Fondo y el presupuesto puede regirse por una fórmula adaptativa que tome en

precios al productor.

consideración tanto el nivel de precios internacionales, como el monto de recursos acumulado en el Fondo¹.

En esta forma, el Fondo de Estabilización permitiría evitar que las variaciones en los precios internacionales del petróleo generen una actividad procíclica del gasto y la inversión pública o conduzcan a variaciones no deseadas en el tipo de cambio.

La operación de un mecanismo de estabilización se hará más difícil cuando una proporción mayor de los ingresos públicos, los derivados de impuestos indirectos, varían de manera inmediata con las variaciones de los precios internacionales, que cuando la transferencia ocurre a través de las utilidades disponibles de la empresa. La validez de este argumento depende, sin embargo, de si los impuestos indirectos son ad-valorem o específicos (Capítulo II, Sección).

En síntesis de lo anterior, parecería deseable que, en una primera etapa, se eleven los precios del productor hasta el nivel de sus costos de oportunidad, manteniendo aproximadamente el valor actual en términos constantes de los impuestos indirectos; y, en una segunda etapa, se busque llevar la tasa de éstos impuestos, aplicados sobre los precios correctos de los productos, a los niveles deseados de acuerdo con los criterios del capítulo II.

C. Estrategia de Ajuste: Nivel o Estructura

En una estrategia de ajuste gradual, ¿debe darse prioridad a corregir los problemas de estructura o de nivel?

En principio, se desea anticipar aquellos ajustes de estructura vinculados con los problemas más apremiantes de ineficiencias económicas en la estructura de consumo, a saber: la subutilización de gas natural y gas propano; el uso excesivo de energía eléctrica; el uso de gasolinas en el sector residencial; el exagerado uso de leña.

La conclusión de la sección anterior tiene implicaciones sobre la respuesta a esta pregunta. En efecto, la recomendación presentada llevaría a otorgar prioridad a corregir los problemas de nivel y de estructura que se presentan en los precios al productor, dejando para una segunda etapa los problemas que se vinculan tanto con el nivel como con la estructura deseada de los impuestos. En consecuencia, problemas de estructura tales como los bajos niveles de los precios de gas propano y gas natural, que han impedido una ampliación más rápida de la oferta de estos productos, se resolverían dando prioridad a llevar los precios al productor a sus costos de oportunidad. Lo mismo ocurriría con problemas como el del cocinol y las distorsiones que ya existen en los precios relativos del kerosene y los que puedan existir en los precios relativos de los crudos pesados.

Se dejaría para una segunda etapa la corrección de problemas de estructura vinculada con la diferenciación de gravámenes por consideraciones vinculadas con los costos de mantenimiento del sistema vial y los costos de contaminación. Vale decir, se dejaría para luego la eventual diferenciación en los niveles de impuestos de la gasolina y el diesel para transporte (pero se distinguiría desde una etapa temprana el precio del ACPM para la industria y la agricultura). Se dejaría también para una segunda etapa el establecimiento de gravámenes diferenciales a todos los energéticos por consideraciones de contaminación.

Como se puede observar, este proceso otorgaría prioridad a la solución de los problemas más graves de estructura: a aquellos que pueden estar ocasionando graves ineficiencias en la asignación de recursos desde un punto de vista económico. Se estarían dejando para una segunda etapa aquellos que pueden estar ocasionando otro tipo de distorsiones, vinculadas con el hecho de que los precios no reflejen apropiadamente los costos que la utilización de combustibles ocasionan a la economía nacional a través de los costos de mantenimiento y congestión del sistema vial, de

¹ Véase Hausman , **Facing oil income uncertainty in Venezuela: an optimal spending rule with liquidity constraints and adjustments costs** y Perry, G., **Política petrolera y apertura**, Fedesarrollo y Fescol, en imprenta.

contaminación, etc. Comoquiera que éstos últimos corresponden a externalidades que son más difíciles de medir, y que de ninguna manera pueden ser captadas a través de los precios de mercado por lo cual precisamente es necesario recurrir a los impuestos indirectos, parece razonable posponerlos en el tiempo, mientras se llevan a cabo estudios más detallados que permitan una mejor estimación de los costos de las externalidades y un mejor diseño de la estructura de impuestos correspondiente.

D. Gradualidad en la estrategia de ajuste

En esta sección se aborda el tema de si conviene ajustar el nivel y estructura de los precios derivados a su costos de oportunidad de manera inmediata o de manera gradual y en qué forma.

El ajuste inmediato tiene, por supuesto, la ventaja de que anticipa todos los efectos positivos sobre asignación de recursos y sobre finanzas públicas y ahorro nacional asociados con una estructura de los precios de los energéticos que corresponda a sus costos de oportunidad.

Sin embargo, por las magnitudes envueltas, tiene el inconveniente de que concentra en un solo año los efectos recesivos de la medida, así como los efectos que pueda tener sobre el comportamiento de los precios en el corto plazo, a través de su incidencia en costos y expectativas de inflación. En adición, hay que tomar en cuenta el costo político asociado con un ajuste brusco de esta magnitud. Tampoco deben despreciarse los problemas de información que se presentan para poder establecer de una vez el nivel y estructura deseados de los precios. En efecto, como hemos visto atrás, en el caso de productos que no se han comercializado internacionalmente aunque sean potencialmente comercializables (como ocurre con el gas propano, el kerosene, etc.), en el de los crudos pesados y en el del gas natural, existe una incertidumbre significativa sobre su nivel apropiado, que puede despejarse mejor en el curso de una estrategia gradual de ajuste.

Este problema es incluso más severo en lo que hace a la estructura deseada de los impuestos, con respecto a los cuales, como ya se observó, existe información insuficiente. Por lo tanto, cuando menos, habría que separar el proceso en dos etapas. Una primera, en que se ajustarían los precios al productor a sus costos de oportunidad (con los problemas asociados con aquellos productos que no se están comercializando o no se pueden comercializar); y una segunda, más adelante en el tiempo, en que se llegaría a la estructura deseada de impuestos indirectos.

Si se opta, entonces, por una estrategia gradual de ajuste de los precios al productor hasta sus costos de oportunidad, ¿cuál sería la trayectoria óptima de ese ajuste?

Podría pensarse en una estrategia como la utilizada durante 1.976 de ajustes mensuales en los precios de los refinados del petróleo. La literatura sobre procesos de inflación inercial sugiere que ésta no sería una solución deseable, ya que en la medida en que la fijación administrativa de un precio público como el de la gasolina puede ser utilizado por los demás agentes como una señal para construir sus expectativas de inflación, que inciden en sus decisiones inmediatas de precios, el acortar el período de ajuste conduce a que estos tengan un efecto mayor sobre la formación de expectativas. Más aún, puede llevar a generar presiones por ajustar los precios de otros productos y los términos de otros contratos con una mayor periodicidad, con lo que se agravaría la naturaleza inercial del proceso inflacionario.

De otra parte, los ajustes mensuales llevarían a acumular presiones por suspenderlos en un período relativamente corto, con lo que difícilmente se alcanzaría el efecto total deseado. Parecería, entonces, una mejor estrategia la de proceder a dos o tres ajustes puntuales en un plazo relativamente breve que lleven los precios al productor a los niveles deseados. Las fechas y magnitudes de éstos ajustes dependerían de la evolución de los índices generales de inflación, con el objeto de que su efecto sobre expectativas y anticipación de precios sea lo menor posible.

Una estrategia de esta naturaleza podría aplicarse con relativa facilidad en el año de 1992, comoquiera que se espera un descenso significativo de las tasas de inflación, del nivel con que

probablemente terminará el año en curso (alrededor de un 27%) a aproximadamente un 22%, según las estimaciones de los modelos de Fedesarrollo. En consecuencia, el año entrante parecería un año apropiado para que con dos o tres ajustes, no previstos por los agentes económicos, en períodos escogidos para minimizar su eventual efecto sobre expectativas de inflación, se lleven los precios al productor a los niveles deseados, con considerable rapidez. En esa forma, se conseguirían pronto la mayor parte de los efectos fiscales y sobre ahorro público y la parte más importante de los efectos sobre asignación de recursos y se podrían iniciar los procesos de liberación de precios en un plazo relativamente corto.

APENDICE
PRIMERA PARTE

\$MAXCOL 85

\$TITLE MACROECONOMIA Y PETROLEO - MODELO ELABORADO PARA ECOPETROL
\$OFFUPPER
\$ONTEXT

Bases de datos para 1989
Las cuentas referentes al petroleo y actividades relacionadas
pueden identificarse por los sub-titulos intercalados en los
cuadros y la siguiente simbologia general para los diferentes
tipos de cuentas:

| | |
|--------|--|
| ALIMAG | Alimentos de origen agricola |
| OTRAGR | Otros productos agricolas |
| CAFTOT | Cafe total (i.e. incluyendo trilla) |
| PETROL | Extraccion de petroleo |
| GASNAT | Extraccion de gas natural |
| CARBON | Explotacion de carbon |
| REFINA | Refinacion de petroleo |
| RESMIN | Resto de actividades mineras |
| ALIMAN | Alimentos manufacturados |
| BSCLIV | Bienes industriales de consumo liviano |
| BSCINT | Bienes industriales intermedios |
| BMETAL | Bienes industriales metalmeccanicos |
| CONSTR | Construccion |
| COMERC | Comercio |
| TRANSP | Transporte |
| RESSER | Resto de servicios modernos |
| SERPER | Servicios personales |
| SERDOM | Servicios domesticos |
| ALQVIV | Alquileres de vivienda |
| SERGOB | Servicios del gobierno |

Los prefijos con que aparecen las cuentas de estos sectores
hacen referencia a la etapa de produccion o utilizacion.

\$OFFTEXT

SET ACC ACCOUNTS /

AC-ALIMAG
AC-OTRAGR
AC-CAFTOT
AC-PETROL
AC-GASNAT
AC-CARBON
AC-REFINA
AC-RESMIN
AC-ALIMAN
AC-BSCLIV

AC-BSCINT
AC-BMETAL
AC-CONSTR
AC-COMERC
AC-TRANSP
AC-RESSER
AC-SERPER
AC-SERDOM
AC-ALQVIV
AC-SERGOB
FE-ALIMAG
FE-OTRAGR
FE-CAFTOT
FE-PETROL
FE-GASNAT
FE-CARBON
FE-REFINA
FE-RESMIN
FE-ALIMAN
FE-BSCLIV
FE-BSCINT
FE-BMETAL
FE-CONSTR
FE-COMERC
FE-TRANSP
FE-RESSER
FE-SERPER
FE-SERGOB
II-ALIMAG
II-OTRAGR
II-CAFTOT
II-PETROL
II-GASNAT
II-CARBON
II-REFINA
II-RESMIN
II-ALIMAN
II-BSCLIV
II-BSCINT
II-BMETAL
II-CONSTR
II-COMERC
II-TRANSP
II-RESSER
II-SERPER
II-ALQVIV
II-SERGOB
BD-ALIMAG
BD-OTRAGR

BD-CAFTOT
BD-PETROL
BD-GASNAT
BD-CARBON
BD-REFINA
BD-RESMIN
BD-ALIMAN
BD-BSCLIV
BD-BSCINT
BD-BMETAL
BD-CONSTR
BD-COMERC
BD-TRANSP
BD-RESSER
BD-SERPER
BD-SERDOM
ED-ALQVIV
BD-SERGOB
BM-ALIMAG
BM-OTRAGR
BM-REFINA
BM-RESMIN
BM-ALIMAN
BM-BSCLIV
BM-BSCINT
BM-BMETAL
BM-COMERC
BM-TRANSP
BM-RESSER
BM-SERPER
EC-ALIMAG
EC-OTRAGR
EC-CAFTOT
EC-PETROL
EC-GASNAT
EC-CARBON
EC-REFINA
BI-REFINA
EC-RESMIN
EC-ALIMAN
EC-BSCLIV
EC-BSCINT
EC-BMETAL
EC-CONSTR
EC-COMERC
EC-TRANSP
EC-RESSER
EC-SERPER
EC-SERDOM

BC-ALQVIV
BC-SERGOB
BX-ALIMAG
BX-OTRAGR
BX-CAFTOT
BX-PETROL
BX-CARBON
BX-REFINA
BX-RESMIN
BX-ALIMAN
BX-BSCLIV
BX-BSCINT
BX-BMETAL
BX-COMERC
BX-TRANSP
BX-RESSER
VA-AGRMOD
TR-TOTALM
TR-TOTBCS
TR-TOTBIN
TR-TOTMET
TR-TOTCON
TR-TOTCOM
TR-TOTMOD
TR-TOTPER
TR-LRURAL
TR-WESTAB
TR-WINEST
TR-INDMOD
FA-KALAGR
FA-KAGMOD
FA-KACAFE
FA-KMINER
FA-KURBNO
FA-KGOBNO
TR-INPCOM
TR-INPPER
IN-EMPRES
IN-GOBIER
TR-GOBIER
TA-ARANCL
TA-IMPIND
TA-IMPDIR
TA-SUBSID
TA-RENTAS
IN-HOGRUR
IN-HOGD01
IN-HOGD02
IN-HOGD03

IN-HOGD04
IN-HOGD05
IN-HOGD06
IN-HOGD07
IN-HOGD08
IN-HOGD09
IN-HOGD10
IN-CONSSS
IN-SEGSOC
CO-GOBIER
CO-HOGRUR
CO-HOGD01
CO-HOGD02
CO-HOGD03
CO-HOGD04
CO-HOGD05
CO-HOGD06
CO-HOGD07
CO-HOGD08
CO-HOGD09
CO-HOGD10
IN-CTACAP
CO-INVERS
CO-INVENT
IN-RESMUN / ;

ALIAS (ACC,ACCP);

| | | |
|----------|-------|---|
| ACRONYMS | MF | MARKET FACTOR ACCOUNT |
| | NMF | NON-MARKET FACTOR ACCOUNT |
| | INST | INSTITUTIONAL INCOME ACCOUNT |
| | INSTC | INSTITUTIONAL CONSUMPTION ACCOUNT |
| | AC | VALUE-ADDED ACTIVITY OR CONSUMPTION ACCOUNT |
| | TAX | INDIRECT TAX ACCOUNT |
| | TNMF | NON-MARKET FACTOR TAX ACCOUNT |
| | ROW | REST-OF-THE-WORLD ACCOUNT |
| | Q | QUANTITY FIXED |
| | P | PRICE FIXED |
| | Y | VALUE FIXED |
| | NP | NUMERAIRE |
| | PQ | PRICES AND QUANTITIES FIXED |
| | CD | COBB-DOUGLAS |
| | CES | CONSTANT ELASTICITY OF SUBSTITUTION |
| | CES2 | TWO-STAGE CES |
| | CET | CONSTANT ELASTICITY OF TRANSFORMATION |
| | DTAX | DIRECT TAX |
| | DQEXO | EXOGENOUS VARIATION OF STOCKS |

| | |
|--------|---|
| EXPORT | EXPORT FUNCTION |
| EXPINF | EXPORTS AS A RESIDUAL OF DOMESTIC DEMAND |
| EXPO | EXPORT FUNCTION WITH ZERO ELASTICITY OF DEMAND |
| FEXO | EXOGENOUS IN FOREIGN EXCHANGE (DEVALUATION RENTS) |
| FEXOF | EXTERNAL REVENUE FIXED IN DOLLAR VALUE |
| FEXOT | EXTERNAL EXPENDITURE FIXED IN DOLLAR VALUE |
| IDIST | INCOME DISTRIBUTION |
| IMPORT | IMPORT FUNCTION |
| IO | INPUT-OUTPUT |
| ITAX | INDIRECT TAX |
| LES | LINEAR EXPENDITURE SYSTEM |
| MARKUP | MARK-UP |
| QEXO | EXOGENOUS QUANTITY |
| RENT | RENT |
| TEXO | EXOGENOUS VALUE |
| UNSPEC | RESIDUAL |
| VE XO | EXOGENOUS VALUE |
| QSHR | FIXED-QUANTITY PROPORTIONS |
| VSHR | FIXED-VALUE PROPORTIONS ; |

TABLE SAM(ACC,ACCP) SOCIAL ACCOUNTING MATRIX 1989

* COMBINACION DE FUENTES DE ENERGIA *

| | FE-ALIMAG | FE-OTRAGR | FE-CAFTOT | FE-PETROL | FE-GASNAT |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| BC-PETROL | | | | 5.484 | 3.452 |
| BC-GASNAT | | | | 7.544 | 1.813 |
| BC-CARBON | | | | 1.324 | 0.832 |
| BC-REFINA | 10.405 | 23.485 | 7.865 | 12.332 | 2.462 |
| + | FE-CARBON | FE-REFINA | FE-RESMIN | FE-ALIMAN | FE-BSCLIV |
| BC-PETROL | 0.740 | 361.164 | 1.351 | 0.091 | |
| BC-GASNAT | 1.017 | 11.149 | 1.859 | 0.011 | |
| BC-CARBON | 0.180 | | 0.325 | 0.010 | |
| BC-REFINA | 0.526 | 27.555 | 0.961 | 10.927 | 16.043 |
| + | FE-BSCINT | FE-BMETAL | FE-CONSTR | FE-COMERC | FE-TRANSP |
| BC-PETROL | 11.637 | 27.253 | 14.515 | | 0.929 |
| BC-GASNAT | 36.606 | 6.129 | 1.845 | | 0.110 |
| BC-CARBON | 16.670 | 3.861 | | | 0.011 |
| BC-REFINA | 65.934 | 12.253 | 9.473 | 15.405 | 216.414 |
| + | FE-RESSER | FE-SERPER | FE-SERGOB | | |

| | | | |
|-----------|--------|-------|--------|
| BC-PETROL | 0.356 | | |
| BC-GASNAT | 7.477 | | |
| BC-CARBON | 1.500 | | |
| BC-REFINA | 37.655 | 0.109 | 10.884 |

* COMBINACION DE INSUMOS *

| | + | II-ALIMAG | II-OTRAGR | II-CAFTOT | II-PETROL | II-GASNAT |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| FE-ALIMAG | | 10.405 | | | | |
| FE-OTRAGR | | | 23.485 | | | |
| FE-CAFTOT | | | | 7.865 | | |
| FE-PETROL | | | | | 26.683 | |
| FE-GASNAT | | | | | | 8.559 |
| BC-ALIMAG | | 10.506 | 5.406 | | | |
| BC-OTRAGR | | 0.477 | 18.154 | 4.137 | | 0.235 |
| BC-CAFTOT | | | | 384.144 | | |
| BC-RESMIN | | | | | 1.635 | 1.029 |
| BC-ALIMAN | | | 112.350 | | | |
| BC-BSCLIV | | 13.561 | 5.743 | 5.666 | 1.685 | 0.445 |
| BC-BSCINT | | 141.131 | 114.180 | 49.498 | 1.433 | 0.409 |
| BC-BMETAL | | 1.977 | 5.713 | 2.699 | 9.082 | 3.760 |
| BC-CONSTR | | | 0.883 | 0.196 | 27.994 | 21.707 |
| BC-COMERC | | 31.408 | 35.932 | 30.309 | 6.434 | 2.624 |
| BC-TRANSP | | 9.512 | 17.717 | 37.479 | 23.383 | 7.510 |
| BC-RESSER | | 20.445 | 38.084 | 10.259 | 47.864 | 24.217 |
| BC-SERPER | | 0.136 | 0.215 | 0.084 | 0.243 | 0.079 |
| | + | II-CARBON | II-REFINA | II-RESMIN | II-ALIMAN | II-BSCLIV |
| FE-CARBON | | 2.462 | | | | |
| FE-REFINA | | | 399.898 | | | |
| FE-RESMIN | | | | 4.496 | | |
| FE-ALIMAN | | | | | 11.039 | |
| FE-BSCLIV | | | | | | 16.043 |
| BC-ALIMAG | | | | | 309.681 | |
| BC-OTRAGR | | 0.051 | 0.909 | 0.094 | 880.510 | 110.029 |
| BC-CAFTOT | | | | | 20.366 | |
| BC-RESMIN | | 0.221 | | 0.406 | | |
| BC-ALIMAN | | | | 0.018 | 258.516 | 96.675 |
| BC-BSCLIV | | 0.095 | 1.888 | 0.173 | 8.355 | 271.106 |
| BC-BSCINT | | 0.087 | 0.733 | 0.160 | 50.794 | 102.555 |
| BC-BMETAL | | 0.804 | 6.848 | 1.469 | 35.861 | 84.156 |
| BC-CONSTR | | 12.251 | 7.159 | 22.412 | 0.851 | 1.954 |
| BC-COMERC | | 0.568 | 11.384 | 1.040 | 81.106 | 55.550 |
| BC-TRANSP | | 1.604 | 13.916 | 2.935 | 40.078 | 41.164 |
| BC-RESSER | | 5.435 | 28.389 | 9.938 | 56.430 | 116.462 |
| BC-SERPER | | 0.017 | 1.396 | 0.030 | 0.963 | 6.535 |

| | + | II-BSCINT | II-BMETAL | II-CONSTR | II-COMERC | II-TRANSP |
|-----------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| FE-BSCINT | | 130.846 | | | | |
| FE-BMETAL | | | 49.495 | | | |
| FE-CONSTR | | | | 25.833 | | |
| FE-COMERC | | | | | 15.405 | |
| FE-TRANSP | | | | | | 217.463 |
| BC-ALIMAG | | | | | 19.859 | |
| BC-OTRAGR | 20.849 | 0.042 | 1.080 | | 28.862 | 3.542 |
| BC-CAFTOT | | | | | 3.112 | |
| BC-RESMIN | 25.637 | 2.283 | 17.093 | | | 0.047 |
| BC-ALIMAN | 63.016 | 0.020 | | | 104.997 | |
| BC-BSCLIV | 32.503 | 16.048 | 51.939 | | 163.598 | 1.237 |
| BC-BSCINT | 735.035 | 56.540 | 309.517 | | 75.665 | 130.360 |
| BC-BMETAL | 61.783 | 401.233 | 247.258 | | 21.488 | 87.128 |
| BC-CONSTR | 0.703 | 1.282 | | | 2.436 | 5.903 |
| BC-COMERC | 167.284 | 78.011 | 86.912 | | 51.808 | 93.901 |
| BC-TRANSP | 43.247 | 23.503 | 22.361 | | 481.296 | 278.638 |
| BC-RESSER | 200.659 | 72.716 | 99.319 | | 231.834 | 235.699 |
| BC-SERPER | 1.278 | 1.422 | 0.729 | | 7.640 | 41.693 |

| | + | II-RESSER | II-SERPER | II-ALQVIV | II-SERGOB |
|-----------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| FE-RESSER | | 46.987 | | | |
| FE-SERPER | | | 0.109 | | |
| FE-SERGOB | | | | | 10.884 |
| BC-ALIMAG | | | 5.290 | | 35.711 |
| BC-OTRAGR | | | 4.976 | | 4.197 |
| BC-CAFTOT | | | 0.652 | | 3.140 |
| BC-ALIMAN | | | 21.977 | | 53.518 |
| BC-BSCLIV | 1.602 | | 33.363 | | 32.330 |
| BC-BSCINT | 6.022 | | 10.035 | | 101.526 |
| BC-BMETAL | 48.273 | | 1.835 | | 44.073 |
| BC-CONSTR | 3.522 | | 0.250 | 36.643 | 33.700 |
| BC-COMERC | 22.776 | | 6.622 | | 29.451 |
| BC-TRANSP | 5.513 | | 0.065 | | 4.567 |
| BC-RESSER | 125.966 | | 9.767 | 58.328 | 59.964 |
| BC-SERPER | 1.985 | | 1.420 | | 27.661 |

* CONSUMO INTERMEDIO Y VALOR AGREGADO *

| | + | AC-ALIMAG | AC-OTRAGR | AC-CAFTOT | AC-PETROL | AC-GASNAT |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| II-ALIMAG | | 239.560 | | | | |
| II-OTRAGR | | | 377.860 | | | |
| II-CAFTOT | | | | 532.336 | | |
| II-PETROL | | | | | 146.436 | |
| II-GASNAT | | | | | | 70.573 |

| | | | | | | |
|-----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| VA-AGRMOD | | 1597.579 | | | | |
| TR-LRURAL | 565.983 | | 303.035 | | | |
| TR-WESTAB | | | | 39.230 | 0.391 | |
| FA-KALAGR | 55.658 | | | | | |
| FA-KACAFE | | | 25.837 | | | |
| FA-KMINER | | | | 368.833 | 8.830 | |
| TA-IMPIND | 3.952 | 5.393 | 1.675 | 44.522 | 0.459 | |
| TA-RENTAS | | | | | EPS | |
| | + | AC-CARBON | AC-REFINA | AC-RESMIN | AC-ALIMAN | AC-BSCLIV |
| II-CARBON | 23.596 | | | | | |
| II-REFINA | | 472.521 | | | | |
| II-RESMIN | | | 43.171 | | | |
| II-ALIMAN | | | | 1754.550 | | |
| II-BSCLIV | | | | | | 902.229 |
| TR-TOTALM | | | | 261.263 | | |
| TR-TOTBCS | | | | | | 521.777 |
| TR-WESTAB | 36.584 | 30.439 | 45.557 | | | |
| FA-KMINER | 128.996 | 62.087 | 160.647 | | | |
| FA-KURBNO | | | | 354.666 | | 144.490 |
| TA-IMPIND | 14.846 | | 18.488 | 13.291 | | 311.025 |
| TA-RENTAS | | 103.778 | | | | |
| | + | AC-BSCINT | AC-EMETAL | AC-CONSTR | AC-COMERC | AC-TRANSP |
| II-BSCINT | 1482.842 | | | | | |
| II-BMETAL | | 702.595 | | | | |
| II-CONSTR | | | 862.042 | | | |
| II-COMERC | | | | 1207.999 | | |
| II-TRANSP | | | | | | 1095.612 |
| TR-TOTBIN | 509.019 | | | | | |
| TR-TOTMET | | 293.959 | | | | |
| TR-TOTCON | | | 791.774 | | | |
| TR-TOTCOM | | | | 840.516 | | |
| TR-TOTMOD | | | | | | 523.752 |
| FA-KURBNO | 156.258 | 130.023 | 254.646 | 683.486 | | 444.674 |
| TR-INPCOM | | | | 421.888 | | |
| TA-IMPIND | 70.178 | 85.235 | 53.343 | 171.367 | | 14.906 |
| | + | AC-RESSER | AC-SERPER | AC-SERDOM | AC-ALQVIV | AC-SERGOB |
| II-RESSER | 262.647 | | | | | |
| II-SERPER | | 96.362 | | | | |
| II-ALQVIV | | | | 94.972 | | |
| II-SERGOB | | | | | | 440.721 |
| TR-TOTMOD | 1044.473 | | | | | |
| TR-TOTPER | | 393.668 | | | | |

| | | | | | |
|-----------|---------|---------|--------|---------|----------|
| TR-WESTAB | | | | | 1283.257 |
| TR-WINEST | | | 54.054 | | |
| FA-KURENO | 600.215 | 75.007 | | 848.378 | |
| FA-KGOBNO | | | | | -70.873 |
| TR-INPPER | | 248.201 | | | |
| TA-IMPIND | 43.151 | 23.857 | | 50.208 | -50.755 |

* OFERTA DE EXPORTACIONES *

| | BX-ALIMAG | BX-OTRAGR | BX-CAFTOT | BX-PETROL | BX-CARBON |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| + | | | | | |
| AC-ALIMAG | 1.530 | | | | |
| AC-OTRAGR | | 233.386 | | | |
| AC-CAFTOT | | | 432.625 | | |
| AC-PETROL | | | | 172.020 | |
| AC-CARBON | | | | | 175.120 |
| TA-SUBSID | -0.133 | -22.159 | | | |
| TA-RENTAS | | | 204.971 | 231.091 | |
| + | BX-REFINA | BX-RESMIN | BX-ALIMAN | BX-BSCLIV | BX-BSCINT |
| AC-REFINA | 157.686 | | | | |
| AC-RESMIN | | 253.093 | | | |
| AC-ALIMAN | | | 127.824 | | |
| AC-BSCLIV | | | | 293.779 | |
| AC-BSCINT | | | | | 158.368 |
| TA-SUBSID | | | -13.375 | -30.642 | -15.383 |
| + | BX-BMETAL | BX-COMERC | BX-TRANSP | BX-RESSER | |
| AC-BMETAL | 61.459 | | | | |
| AC-COMERC | | 49.221 | | | |
| AC-TRANSP | | | 196.694 | | |
| AC-RESSER | | | | 93.396 | |
| TA-SUBSID | -6.116 | -0.034 | | -0.756 | |

* OFERTA DE BIENES DOMESTICOS *

| | BD-ALIMAG | BD-OTRAGR | BD-CAFTOT | BD-PETROL | BD-GASNAT |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| + | | | | | |
| AC-ALIMAG | 863.622 | | | | |
| AC-OTRAGR | | 1747.446 | | | |
| AC-CAFTOT | | | 430.258 | | |
| AC-PETROL | | | | 427.001 | |
| AC-GASNAT | | | | | 80.254 |
| + | BD-CARBON | BD-REFINA | BD-RESMIN | BD-ALIMAN | BD-BSCLIV |

| | | | | | | |
|-----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| AC-CARBON | 28.903 | | | | | |
| AC-REFINA | | 511.139 | | | | |
| AC-RESMIN | | | 14.770 | | | |
| AC-ALIMAN | | | | 2255.947 | | |
| AC-BSCLIV | | | | | 1585.741 | |
| | + | BD-BSCINT | BD-BMETAL | ED-CONSTR | BD-COMERC | BD-TRANSP |
| AC-BSCINT | 2059.928 | | | | | |
| AC-BMETAL | | 1150.353 | | | | |
| AC-CONSTR | | | 1961.804 | | | |
| AC-COMERC | | | | 3276.037 | | |
| AC-TRANSP | | | | | | 1882.250 |
| | + | BD-RESSER | BD-SERPER | BD-SERDOM | BD-ALQVIV | BD-SERGOB |
| AC-RESSER | 1857.089 | | | | | |
| AC-SERPER | | 837.096 | | | | |
| AC-SERDOM | | | 54.054 | | | |
| AC-ALQVIV | | | | 993.558 | | |
| AC-SERGOB | | | | | | 1602.350 |

* OFERTA DE BIENES IMPORTADOS *

| | | | | | | |
|-----------|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | + | BM-ALIMAG | BM-OTRAGR | BM-REFINA | BM-RESMIN | BM-ALIMAN |
| TA-ARANCL | 4.220 | 2.937 | 10.071 | 4.230 | 9.923 | |
| IN-RESMUN | 47.460 | 33.032 | 109.425 | 29.352 | 52.922 | |
| | + | BM-BSCLIV | BM-BSCINT | BM-BMETAL | BM-COMERC | BM-TRANSP |
| TA-ARANCL | 20.087 | 156.901 | 262.355 | 2.295 | 0.934 | |
| IN-RESMUN | 74.043 | 529.532 | 886.933 | 13.367 | 120.504 | |
| | + | BM-RESSER | BM-SERPER | | | |
| TA-ARANCL | 1.463 | | | | | |
| IN-RESMUN | 72.641 | 4.727 | | | | |

* BIEN COMPUESTO: (OFERTA INTERNA) *

| | | | | | | |
|-----------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | + | BC-ALIMAG | BC-OTRAGR | BC-CAFTOT | BC-PETROL | BC-GASNAT |
| BD-ALIMAG | 863.622 | | | | | |
| BD-OTRAGR | | 1747.446 | | | | |
| BD-CAFTOT | | | 430.258 | | | |
| BD-PETROL | | | | | 427.001 | |

| | | | | | |
|-----------|--------|--------|--|--|--------|
| BD-GASNAT | | | | | 80.254 |
| BM-ALIMAG | 51.680 | | | | |
| BM-OTRAGR | | 35.969 | | | |

| | | | | | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| + | BC-CARBON | BI-REFINA | BC-RESMIN | BC-ALIMAN | BC-BSCLIV |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|

| | | | | | |
|-----------|--------|---------|--------|----------|----------|
| BD-CARBON | 28.903 | | | | |
| BD-REFINA | | 511.139 | | | |
| BD-RESMIN | | | 14.770 | | |
| BD-ALIMAN | | | | 2255.947 | |
| BD-BSCLIV | | | | | 1585.741 |
| BM-REFINA | | 119.497 | | | |
| BM-RESMIN | | | 33.582 | | |
| BM-ALIMAN | | | | 62.845 | |
| BM-BSCLIV | | | | | 94.131 |

| | | | | | |
|-----------|-----------|--|--|--|--|
| + | BC-REFINA | | | | |
| BI-REFINA | 630.636 | | | | |
| TA-RENTAS | EPS | | | | |

| | | | | | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| + | BC-BSCINT | BC-BMETAL | BC-CONSTR | BC-COMERC | BC-TRANSP |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|

| | | | | | |
|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| BD-BSCINT | 2059.928 | | | | |
| BD-BMETAL | | 1150.353 | | | |
| BD-CONSTR | | | 1961.804 | | |
| BD-COMERC | | | | 3276.037 | |
| BD-TRANSP | | | | | 1882.250 |
| BM-BSCINT | 686.432 | | | | |
| BM-BMETAL | | 1149.288 | | | |
| BM-COMERC | | | | 15.662 | |
| BM-TRANSP | | | | | 121.437 |

| | | | | | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| + | BC-RESSER | BC-SERPER | BC-SERDOM | BC-ALQVIV | BC-SERGOB |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|

| | | | | | |
|-----------|----------|---------|--------|---------|----------|
| BD-RESSER | 1857.089 | | | | |
| BD-SERPER | | 837.096 | | | |
| BD-SERDOM | | | 54.054 | | |
| BD-ALQVIV | | | | 993.558 | |
| BD-SERGOB | | | | | 1602.350 |
| BM-RESSER | 74.103 | | | | |
| BM-SERPER | | 4.727 | | | |

* DISTRIBUCION INSTITUCIONAL DE LOS VALORES AGREGADOS *

| | | | | | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| + | VA-AGRMOD | TR-TOTALM | TR-TOTBCS | TR-TOTBIN | TR-TOTMET |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|

| | | | | | |
|-----------|----------|---------|---------|---------|---------|
| TR-LRURAL | 1084.034 | | | | |
| TR-WESTAB | | 181.292 | 279.316 | 410.402 | 199.868 |

| | | | | | |
|-----------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| TR-WINEST | | 79.971 | 242.461 | 98.617 | 94.090 |
| FA-KAGMOD | 513.545 | | | | |
| | + | TR-TOTCON | TR-TOTCOM | TR-TOTMOD | TR-TOTPER |
| TR-WESTAB | 378.272 | 363.266 | 806.539 | 123.619 | |
| TR-WINEST | 413.501 | 477.250 | 380.653 | 234.414 | |
| TR-INDMOD | | | 381.033 | 35.635 | |

* DIST. DE LOS INGRESOS LABORALES A LOS HOGARES POR DECILES *

| | | | | | | |
|------------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | + | TR-LRURAL | TR-WESTAB | TR-WINEST | TR-INDMOD | FA-KALAGR |
| IN-EMPRES | | | | | | 55.658 |
| IN-HOGRUR | | 1953.052 | | | | |
| IN-HOGRD01 | | | 18.597 | 116.292 | 9.103 | |
| IN-HOGRD02 | | | 32.494 | 182.336 | 13.350 | |
| IN-HOGRD03 | | | 44.965 | 220.715 | 16.372 | |
| IN-HOGRD04 | | | 62.417 | 270.447 | 22.810 | |
| IN-HOGRD05 | | | 110.493 | 247.120 | 30.091 | |
| IN-HOGRD06 | | | 203.902 | 250.833 | 31.941 | |
| IN-HOGRD07 | | | 287.674 | 215.307 | 49.507 | |
| IN-HOGRD08 | | | 406.878 | 226.296 | 54.704 | |
| IN-HOGRD09 | | | 778.995 | 212.092 | 71.728 | |
| IN-HOGRD10 | | | 1759.518 | 133.574 | 117.063 | |
| IN-CONSSS | | | 472.099 | | | |
| | + | FA-KAGMOD | FA-KACAFE | FA-KMINER | FA-KURENO | FA-KGOBNO |
| IN-EMPRES | | 513.545 | 25.837 | 729.364 | 3691.843 | |
| IN-GOBIER | | | | | | -70.873 |
| | + | TR-INPCOM | TR-INPPER | | | |
| IN-HOGRD01 | | 8.897 | 5.235 | | | |
| IN-HOGRD02 | | 12.688 | 7.465 | | | |
| IN-HOGRD03 | | 15.167 | 8.922 | | | |
| IN-HOGRD04 | | 22.187 | 13.053 | | | |
| IN-HOGRD05 | | 34.551 | 20.326 | | | |
| IN-HOGRD06 | | 29.951 | 17.620 | | | |
| IN-HOGRD07 | | 51.271 | 30.164 | | | |
| IN-HOGRD08 | | 57.718 | 33.954 | | | |
| IN-HOGRD09 | | 78.602 | 46.245 | | | |
| IN-HOGRD10 | | 110.856 | 65.219 | | | |

* DISTRIBUCION DE LOS INGRESOS NO LABORALES *

| | + | IN-EMPRES | IN-GOBIER | IN-CONSSS | IN-SEGSOC |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|
| TR-GOBIER | | | -95.394 | | |
| TA-IMPDIR | | 276.102 | | | |
| IN-HOGRUR | | 348.617 | | | |
| IN-HOGD01 | | 16.528 | | | 2.050 |
| IN-HOGD02 | | 30.717 | | | 3.583 |
| IN-HOGD03 | | 47.320 | | | 4.957 |
| IN-HOGD04 | | 57.721 | | | 6.883 |
| IN-HOGD05 | | 79.800 | | | 12.181 |
| IN-HOGD06 | | 114.811 | | | 22.478 |
| IN-HOGD07 | | 151.699 | | | 31.713 |
| IN-HOGD08 | | 244.457 | | | 44.854 |
| IN-HOGD09 | | 356.019 | | | 85.882 |
| IN-HOGD10 | | 1226.729 | | | 193.974 |
| IN-SEGSOC | | | 60.739 | 472.099 | |
| CO-GOBIER | | | 1525.545 | | 44.200 |
| IN-CTACAP | | 1106.530 | 1161.931 | | 80.083 |

* DISTRIBUCION DE LAS TRANSFERENCIAS DEL GOBIERNO *

| | + | TA-ARANCL | TA-IMPIND | TA-IMPDIR | TA-SUBSID | TA-RENTAS |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| IN-GOBIER | | 475.416 | 875.142 | 1099.362 | -88.600 | 539.840 |

* PAGO DE LOS INGRESOS TRIBUTARIOS Y RENTAS AL GOBIERNO *

| | + | TR-GOBIER |
|-----------|---|-----------|
| IN-EMPRES | | -106.870 |
| IN-HOGRUR | | -1.667 |
| IN-HOGD01 | | 0.131 |
| IN-HOGD02 | | 0.210 |
| IN-HOGD03 | | 0.245 |
| IN-HOGD04 | | 0.268 |
| IN-HOGD05 | | 0.516 |
| IN-HOGD06 | | 1.485 |
| IN-HOGD07 | | 2.129 |
| IN-HOGD08 | | 2.811 |
| IN-HOGD09 | | 6.862 |
| IN-HOGD10 | | -1.514 |

* ASIGNACION DE LOS INGRESOS DISPONIBLES DE LAS FAMILIAS *

| | + | IN-HOGRUR | IN-HOGD01 | IN-HOGD02 | IN-HOGD03 | IN-HOGD04 |
|--|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|--|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|

| | | | | | | |
|-----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| TA-IMPDIR | 156.527 | 12.034 | 19.249 | 24.409 | 31.019 | |
| CO-HOGRUR | 1875.722 | | | | | |
| CO-HOGD01 | | 163.729 | | | | |
| CO-HOGD02 | | | 260.876 | | | |
| CO-HOGD03 | | | | 326.248 | | |
| CO-HOGD04 | | | | | 419.572 | |
| IN-CTACAP | 267.754 | 1.069 | 2.719 | 8.006 | 5.195 | |
| | + | IN-HOGD05 | IN-HOGD06 | IN-HOGD07 | IN-HOGD08 | IN-HOGD09 |
| TA-IMPDIR | 36.415 | 45.803 | 55.768 | 72.933 | 111.366 | |
| CO-HOGD05 | 490.451 | | | | | |
| CO-HOGD06 | | 616.317 | | | | |
| CO-HOGD07 | | | 748.555 | | | |
| CO-HOGD08 | | | | 969.827 | | |
| CO-HOGD09 | | | | | 1462.107 | |
| IN-CTACAP | 8.211 | 10.902 | 15.142 | 28.911 | 62.950 | |
| | + | IN-HOGD10 | | | | |
| TA-IMPDIR | 257.738 | | | | | |
| CO-HOGD10 | 3171.188 | | | | | |
| IN-CTACAP | 358.289 | | | | | |

* ASIGNACION DEL CONSUMO Y EL GASTO EN INVERSION *

| | + | CO-GOBIER | CO-HOGRUR | CO-HOGD01 | CO-HOGD02 | CO-HOGD03 |
|-----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| BC-ALIMAG | | | 177.934 | 12.258 | 18.732 | 21.674 |
| BC-OTRAGR | | | 157.110 | 10.823 | 16.538 | 19.136 |
| BC-CAFTOT | | | 17.877 | 1.130 | 1.469 | 1.572 |
| BC-GASNAT | | | | 0.040 | 0.101 | 0.152 |
| BC-CARBON | | | 1.440 | 0.562 | 0.485 | 0.401 |
| BC-REFINA | | | 5.627 | 5.896 | 5.527 | 5.551 |
| BC-ALIMAN | | | 563.136 | 38.036 | 59.243 | 68.319 |
| BC-BSCLIV | | | 174.902 | 11.870 | 24.600 | 32.640 |
| BC-BSCINT | | | 183.815 | 13.849 | 22.676 | 27.253 |
| BC-BMETAL | | | 28.438 | 2.201 | 4.243 | 5.587 |
| BC-COMERC | | | 179.432 | 13.106 | 26.867 | 40.182 |
| BC-TRANSP | | | 114.722 | 29.010 | 37.764 | 47.436 |
| BC-RESSER | | | 27.180 | 5.743 | 9.742 | 13.008 |
| BC-SERPER | | | 56.005 | 4.089 | 8.386 | 12.543 |
| BC-SERDOM | | | 4.046 | 0.295 | 0.607 | 0.906 |
| BC-ALQVIV | | | 181.153 | 14.614 | 23.457 | 29.258 |
| BC-SERGOE | 1569.745 | | 2.905 | 0.206 | 0.439 | 0.631 |
| | + | CO-HOGD04 | CO-HOGD05 | CO-HOGD06 | CO-HOGD07 | CO-HOGD08 |

| | | | | | |
|-----------|--------|--------|---------|---------|---------|
| BC-ALIMAG | 26.447 | 29.301 | 33.566 | 37.978 | 40.945 |
| BC-OTRAGR | 23.352 | 25.870 | 29.640 | 33.533 | 36.152 |
| BC-CAFTOT | 1.741 | 1.774 | 1.934 | 2.424 | 2.340 |
| BC-GASNAT | 0.224 | 0.334 | 0.310 | 0.411 | 1.006 |
| BC-CARBON | 0.290 | 0.230 | 0.196 | 0.168 | 0.165 |
| BC-REFINA | 5.144 | 4.552 | 6.426 | 8.922 | 15.571 |
| BC-ALIMAN | 82.963 | 89.669 | 103.511 | 114.149 | 126.131 |
| BC-BSCLIV | 44.345 | 53.876 | 71.083 | 83.935 | 108.103 |
| BC-BSCINT | 34.932 | 39.651 | 48.307 | 56.177 | 71.397 |
| BC-BMETAL | 8.008 | 9.902 | 13.728 | 17.355 | 22.362 |
| BC-COMERC | 60.240 | 74.039 | 111.617 | 146.411 | 221.284 |
| BC-TRANSP | 54.088 | 67.370 | 69.582 | 87.468 | 105.106 |
| BC-RESSER | 17.345 | 20.877 | 27.582 | 34.922 | 46.462 |
| BC-SERPER | 18.801 | 23.108 | 34.839 | 45.698 | 69.069 |
| BC-SERDOM | 1.358 | 1.669 | 2.514 | 3.303 | 4.990 |
| BC-ALQVIV | 39.394 | 47.058 | 59.852 | 73.447 | 95.393 |
| BC-SERGOB | 0.899 | 1.171 | 1.630 | 2.252 | 3.351 |

| | + | CO-HOGD09 | CO-HOGD10 | CO-INVERS | CO-INVENT |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|
| BC-ALIMAG | | 50.771 | 65.748 | | 13.495 |
| BC-OTRAGR | | 44.831 | 58.056 | 45.046 | 205.180 |
| BC-CAFTOT | | 2.750 | 3.057 | | -19.224 |
| BC-GASNAT | | 0.754 | 1.362 | | |
| BC-CARBON | | 0.140 | 0.114 | | |
| BC-REFINA | | 28.381 | 58.352 | | |
| BC-ALIMAN | | 154.162 | 203.026 | | 5.361 |
| BC-BSCLIV | | 149.605 | 261.967 | 7.952 | 13.660 |
| BC-BSCINT | | 96.476 | 179.890 | | 86.256 |
| BC-BMETAL | | 40.378 | 136.808 | 1008.363 | -63.171 |
| BC-CONSTR | | | | 1781.958 | |
| BC-COMERC | | 409.431 | 1114.850 | 102.191 | -1.071 |
| BC-TRANSP | | 122.878 | 213.776 | | |
| BC-RESSER | | 70.861 | 205.693 | | |
| BC-SERPER | | 127.792 | 347.968 | | |
| BC-SERDOM | | 9.232 | 25.134 | | |
| BC-ALQVIV | | 147.438 | 282.493 | | |
| BC-SERGOB | | 6.227 | 12.893 | | |

* EXPORTACIONES Y TRANSFERENCIAS NETAS EXTERNAS *

| | + | IN-RESMUN |
|-----------|---|-----------|
| BX-ALIMAG | | 1.397 |
| BX-OTRAGR | | 211.227 |
| BX-CAFTOT | | 637.596 |
| BX-PETROL | | 403.111 |
| BX-CARBON | | 175.120 |

| | |
|-----------|----------|
| BX-REFINA | 157.686 |
| BX-RESMIN | 253.063 |
| BX-ALIMAN | 114.448 |
| BX-BSCLIV | 263.137 |
| BX-BSCINT | 142.985 |
| BX-BMETAL | 55.342 |
| BX-COMERC | 49.187 |
| BX-TRANSP | 196.694 |
| BX-RESSER | 92.640 |
| IN-EMPRES | -852.326 |
| IN-GOBIER | -177.466 |
| IN-HOGD10 | 181.796 |
| IN-CTACAP | 68.303 |

* CUENTA DE CIERRE (AHORRO-INVERSION) *

| | |
|-----------|-------------|
| | + IN-CTACAP |
| CO-INVERS | 2945.509 |
| CO-INVENT | 240.486 |

TABLE SPEC(ACC,ACC)

* COMBINACION DE FUENTES DE ENERGIA

| | FE-ALIMAG | FE-OTRAGR | FE-CAFTOT | FE-PETROL | FE-GASNAT |
|-----------|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| BC-PETROL | | | | CES | CES |
| BC-GASNAT | | | | CES | CES |
| BC-CARBON | | | | CES | CES |
| BC-REFINA | IO | IO | IO | CES | CES |
| | + FE-CARBON | FE-REFINA | FE-RESMIN | FE-ALIMAN | FE-BSCLIV |
| BC-PETROL | CES | CES | CES | CES | |
| BC-GASNAT | CES | CES | CES | CES | |
| BC-CARBON | CES | | CES | CES | |
| BC-REFINA | CES | CES | CES | CES | CES |
| | + FE-BSCINT | FE-BMETAL | FE-CONSTR | FE-COMERC | FE-TRANSP |
| BC-PETROL | CES | CES | CES | CES | CES |
| BC-GASNAT | CES | CES | CES | | CES |
| BC-CARBON | CES | CES | | | CES |
| BC-REFINA | CES | CES | CES | CES | CES |

| | + | FE-RESSER | FE-SERPER | FE-SERGOB |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|
| BC-PETROL | | CES | | |
| BC-GASNAT | | CES | | |
| BC-CARBON | | CES | | |
| BC-REFINA | | CES | IO | IO |

* Combinacion de insumos

| | + | II-ALIMAG | II-OTRAGR | II-CAFTOT | II-ALIMAN | II-BSCLIV | II-BSCINT |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| FE-ALIMAG | | IO | | | | | |
| FE-OTRAGR | | | IO | | | | |
| FE-CAFTOT | | | | IO | | | |
| FE-ALIMAN | | | | | IO | | |
| FE-BSCLIV | | | | | | IO | |
| FE-BSCINT | | | | | | | IO |
| BC-ALIMAG | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-OTRAGR | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-CAFTOT | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-ALIMAN | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-BSCLIV | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-BSCINT | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-BMETAL | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-CONSTR | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-COMERC | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-SERPER | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-RESMIN | | | | | | | IO |
| BC-TRANSP | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-RESSER | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |

| | + | II-BMETAL | II-CONSTR | II-COMERC | II-SERPER | II-ALQVIV | II-SERGOB |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| FE-BMETAL | | IO | | | | | |
| FE-CONSTR | | | IO | | | | |
| FE-COMERC | | | | IO | | | |
| FE-SERPER | | | | | IO | | |
| FE-SERGOB | | | | | | | IO |
| BC-ALIMAG | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-OTRAGR | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-CAFTOT | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-ALIMAN | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-BSCLIV | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-BSCINT | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-BMETAL | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-CONSTR | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-COMERC | | IO | IO | IO | IO | IO | IO |

| | | | | | | |
|-----------|----|----|----|----|----|----|
| BC-SERPER | IO | IO | IO | IO | IO | IO |
| BC-RESMIN | IO | IO | | | | |
| BC-TRANSP | IO | IO | IO | IO | | IO |
| BC-RESSER | IO | IO | IO | IO | IO | IO |

| | | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | + | II-PETROL | II-GASNAT | II-CARBON | II-REFINA |
| FE-PETROL | | IO | | | |
| FE-GASNAT | | | IO | | |
| FE-CARBON | | | | IO | |
| FE-REFINA | | | | | IO |
| BC-ALIMAG | | | | | |
| BC-OTRAGR | | | IO | IO | IO |
| BC-CAFTOT | | | | | |
| BC-RESMIN | | IO | IO | IO | |
| BC-ALIMAN | | | | | |
| BC-BSCLIV | | IO | IO | IO | IO |
| BC-BSCINT | | IO | IO | IO | IO |
| BC-BMETAL | | IO | IO | IO | IO |
| BC-CONSTR | | IO | IO | IO | IO |
| BC-COMERC | | IO | IO | IO | IO |
| BC-TRANSP | | IO | IO | IO | IO |
| BC-RESSER | | IO | IO | IO | IO |
| BC-SERPER | | IO | IO | IO | IO |
| BC-SERDOM | | | | | |
| BC-ALQVIV | | | | | |
| BC-SERGOB | | | | | |

| | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|
| | + | II-RESMIN | II-TRANSP | II-RESSER |
| FE-RESMIN | | IO | | |
| FE-TRANSP | | | IO | |
| FE-RESSER | | | | IO |
| BC-ALIMAG | | | | |
| BC-OTRAGR | | IO | IO | |
| BC-CAFTOT | | | | |
| BC-RESMIN | | IO | IO | |
| BC-ALIMAN | | IO | | |
| BC-BSCLIV | | IO | IO | IO |
| BC-BSCINT | | IO | IO | IO |
| BC-BMETAL | | IO | IO | IO |
| BC-CONSTR | | IO | IO | IO |
| BC-COMERC | | IO | IO | IO |
| BC-TRANSP | | IO | IO | IO |
| BC-RESSER | | IO | IO | IO |
| BC-SERPER | | IO | IO | IO |
| BC-SERDOM | | | | |
| BC-ALQVIV | | | | |
| BC-SERGOB | | | | |

* Combinacion de los insumos con el valor agregado por los factores

| | + AC-ALIMAG | AC-OTRAGR | AC-CAFTOT | AC-ALIMAN | AC-BSCLIV | AC-BSCINT |
|-----------|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| II-ALIMAG | IO | | | | | |
| II-OTRAGR | | IO | | | | |
| II-CAFTOT | | | IO | | | |
| II-ALIMAN | | | | IO | | |
| II-BSCLIV | | | | | IO | |
| II-BSCINT | | | | | | IO |
| VA-AGRMOD | | IO | | | | |
| TR-TOTALM | | | | IO | | |
| TR-TOTBCS | | | | | IO | |
| TR-TOTBIN | | | | | | IO |
| TR-LRURAL | IO | | IO | | | |
| FA-KALAGR | RENT | | | | | |
| FA-KACAFE | | | RENT | | | |
| FA-KURBNO | | | | MARKUP | MARKUP | MARKUP |
| TA-IMPIND | ITAX | ITAX | ITAX | ITAX | ITAX | ITAX |
| | + AC-BMETAL | AC-CONSTR | AC-COMERC | AC-SERPER | AC-SERDOM | AC-ALQVIV |
| II-BMETAL | IO | | | | | |
| II-CONSTR | | IO | | | | |
| II-COMERC | | | IO | | | |
| II-SERPER | | | | IO | | |
| II-ALQVIV | | | | | | IO |
| TR-TOTMET | IO | | | | | |
| TR-TOTCON | | IO | | | | |
| TR-TOTCOM | | | IO | | | |
| TR-TOTPER | | | | IO | | |
| TR-WINEST | | | | | IO | |
| FA-KURBNO | MARKUP | MARKUP | MARKUP | MARKUP | | MARKUP |
| TR-INPCOM | | | MARKUP | | | |
| TR-INPPER | | | | MARKUP | | |
| TA-IMPIND | ITAX | ITAX | ITAX | ITAX | | ITAX |
| | + AC-SERGOB | | | | | |
| II-SERGOB | IO | | | | | |
| TR-WESTAB | IO | | | | | |
| FA-KGOBNO | RENT | | | | | |
| TA-IMPIND | ITAX | | | | | |

* Combinacion de los insumos con el valor agregado (nuevas columnas)

| | + AC-PETROL | AC-GASNAT | AC-CARBON | AC-REFINA |
|-----------|-------------|-----------|-----------|-----------|
| II-PETROL | IO | | | |
| II-GASNAT | | IO | | |

| | | | | |
|-----------|------|--------|------|--------|
| II-CARBON | | | IO | |
| II-REFINA | | | | IO |
| II-RESMIN | | | | |
| II-TRANSP | | | | |
| II-RESSER | | | | |
| TR-WESTAB | IO | IO | IO | IO |
| TR-TOTMOD | | | | |
| FA-KMINER | RENT | MARKUP | RENT | MARKUP |
| FA-KURBNO | | | | |
| TA-IMPIND | ITAX | ITAX | ITAX | |
| TA-RENTAS | | RENT | | RENT |

| | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|
| | + | AC-RESMIN | AC-TRANSP | AC-RESSER |
| II-PETROL | | | | |
| II-GASNAT | | | | |
| II-CARBON | | | | |
| II-REFINA | | | | |
| II-RESMIN | | IO | | |
| II-TRANSP | | | IO | |
| II-RESSER | | | | IO |
| TR-WESTAB | | IO | | |
| TR-TOTMOD | | | IO | IO |
| FA-KMINER | | MARKUP | | |
| FA-KURBNO | | | MARKUP | MARKUP |
| TA-IMPIND | | ITAX | ITAX | ITAX |

* Oferta interna de bienes domesticos

| | | | | | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|--|-----------|-----------|-----------|
| | + | BD-ALIMAG | BD-OTRAGR | BD-CAFTOT | | BD-ALIMAN | BD-BSCLIV | BD-BSCINT |
| AC-ALIMAG | | CET | | | | | | |
| AC-OTRAGR | | | CET | | | | | |
| AC-CAFTOT | | | | IO | | | | |
| AC-ALIMAN | | | | | | IO | | |
| AC-BSCLIV | | | | | | | IO | |
| AC-BSCINT | | | | | | | | IO |

| | | | | | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|--|-----------|-----------|-----------|
| | + | BD-BMETAL | BD-CONSTR | BD-COMERC | | BD-SERPER | BD-SERDOM | BD-ALQVIV |
| AC-BMETAL | | IO | | | | | | |
| AC-CONSTR | | | IO | | | | | |
| AC-COMERC | | | | IO | | | | |
| AC-SERPER | | | | | | IO | | |
| AC-SERDOM | | | | | | | IO | |
| AC-ALQVIV | | | | | | | | IO |

+ BD-SERGOB

AC-SERGOB IO

* Conversion del producto en bien domestico

| | | | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|-----------|--|
| | + | BD-PETROL | BD-GASNAT | BD-CARBON | BD-REFINA | |
| AC-PETROL | | IO | | | | |
| AC-GASNAT | | | IO | | | |
| AC-CARBON | | | | IO | | |
| AC-REFINA | | | | | CET | |

| | | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|--|
| | + | BD-RESMIN | BD-TRANSP | BD-RESSER | |
| AC-RESMIN | | IO | | | |
| AC-TRANSP | | | IO | | |
| AC-RESSER | | | | IO | |

* Oferta de exportaciones

| | | | | | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|----|-----------|-----------|-----------|
| | + | BX-ALIMAG | BX-OTRAGR | BX-CAFTOT | | BX-ALIMAN | BX-BSCLIV | BX-BSCINT |
| AC-ALIMAG | | CET | | | | | | |
| AC-OTRAGR | | | CET | | | | | |
| AC-CAFTOT | | | | IO | | | | |
| AC-ALIMAN | | | | | IO | | | |
| AC-BSCLIV | | | | | | IO | | |
| AC-BSCINT | | | | | | | IO | |
| TA-SUBSID | | ITAX | ITAX | | | ITAX | ITAX | IO |
| TA-RENTAS | | | | RENT | | | | ITAX |

+ BX-BMETAL BX-COMERC

| | | | |
|-----------|--|------|------|
| AC-BMETAL | | IO | |
| AC-COMERC | | | IO |
| TA-SUBSID | | ITAX | ITAX |

* Oferta de exportacion

| | | | | |
|-----------|---|-----------|-----------|-----------|
| | + | EX-PETROL | EX-CARBON | EX-REFINA |
| AC-PETROL | | IO | | |
| AC-GASNAT | | | | |
| AC-CARBON | | | IO | |
| AC-REFINA | | | | CET |
| AC-RESMIN | | | | |
| AC-TRANSP | | | | |
| AC-RESSER | | | | |
| TA-RENTAS | | RENT | | |
| TA-SUBSID | | | | |

+ VA-AGRMOD TR-TOTALM TR-TOTBCS TR-TOTBIN TR-TOTMET TR-TOTCON TR-TOTCOM

| | | | | | | | |
|-----------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| TR-LRURAL | CD | | | | | | |
| TR-WESTAB | | CES | CES | CES | CES | CES | CES |
| TR-WINEST | | CES | CES | CES | CES | CES | CES |
| FA-KAGMOD | CD | | | | | | |

+ TR-TOTMOD TR-TOTPER

| | | |
|-----------|-----|-----|
| TR-WESTAB | CES | CES |
| TR-WINEST | CES | CES |
| TR-INDMOD | CES | CES |

* Distribucion de los ingresos laborales a los hogares por deciles

+ TR-WESTAB TR-WINEST TR-INDMOD TR-INPCOM TR-INPPER

| | | | | | |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| IN-HOGD01 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD02 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD03 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD04 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD05 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD06 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD07 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD08 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD09 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-HOGD10 | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-CONSSS | DTAX | | | | |

+ TR-LRURAL

| | |
|-----------|-------|
| IN-HOGRUR | IDIST |
|-----------|-------|

* Distribucion de los ingresos no laborales

+ FA-KALAGR FA-KAGMOD FA-KACAFE FA-KMINER FA-KURENO FA-KGOBNO

| | | | | | |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| IN-EMPRES | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
| IN-GOBIER | | | | | IDIST |

+ IN-EMPRES IN-GOBIER IN-SEGSOC IN-CONSSS

| | | |
|-----------|-------|--------|
| TR-GOBIER | | UNSPEC |
| IN-HOGRUR | IDIST | |
| IN-HOGD01 | IDIST | TEXO |
| IN-HOGD02 | IDIST | TEXO |
| IN-HOGD03 | IDIST | TEXO |
| IN-HOGD04 | IDIST | TEXO |
| IN-HOGD05 | IDIST | TEXO |

| | | | | |
|-----------|-------|--------|--------|-------|
| IN-HOGD06 | IDIST | | TEXO | |
| IN-HOGD07 | IDIST | | TEXO | |
| IN-HOGD08 | IDIST | | TEXO | |
| IN-HOGD09 | IDIST | | TEXO | |
| IN-HOGD10 | IDIST | | TEXO | |
| TA-IMPDIR | DTAX | | | |
| CO-GOBIER | | UNSPEC | TEXO | |
| IN-CTACAP | IDIST | UNSPEC | UNSPEC | |
| IN-SEGSOC | | TEXO | | IDIST |

* Distribucion de las transferencias del gobierno

+ TR-GOBIER

| | |
|-----------|------|
| IN-HOGRUR | TEXO |
| IN-HOGD01 | TEXO |
| IN-HOGD02 | TEXO |
| IN-HOGD03 | TEXO |
| IN-HOGD04 | TEXO |
| IN-HOGD05 | TEXO |
| IN-HOGD06 | TEXO |
| IN-HOGD07 | TEXO |
| IN-HOGD08 | TEXO |
| IN-HOGD09 | TEXO |
| IN-HOGD10 | TEXO |
| IN-EMPRES | TEXO |

* Pago de los ingresos tributarios y rentas al gobierno

+ TA-ARANCL TA-IMPIND TA-IMPDIR TA-SUBSID TA-RENTAS

| | | | | | |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| IN-GOBIER | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|

* Asignacion de los ingresos disponibles de las familias

+ IN-HOGD01 IN-HOGD02 IN-HOGD03 IN-HOGD04 IN-HOGD05 IN-HOGD06 IN-HOGD07

| | | | | | | |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| CO-HOGD01 | IDIST | | | | | |
| CO-HOGD02 | | IDIST | | | | |
| CO-HOGD03 | | | IDIST | | | |
| CO-HOGD04 | | | | IDIST | | |
| CO-HOGD05 | | | | | IDIST | |
| CO-HOGD06 | | | | | | IDIST |
| CO-HOGD07 | | | | | | IDIST |
| TA-IMPDIR | DTAX | DTAX | DTAX | DTAX | DTAX | IDIST |
| IN-CTACAP | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST | DTAX |
| | | | | | | IDIST |

+ IN-HOGD08 IN-HOGD09 IN-HOGD10 IN-HOGRUR

| | | | | |
|-----------|-------|-------|-------|-------|
| CO-HOGD08 | IDIST | | | |
| CO-HOGD09 | | IDIST | | |
| CO-HOGD10 | | | IDIST | |
| CO-HOGRUR | | | | IDIST |
| TA-IMPDIR | DTAX | DTAX | DTAX | DTAX |
| IN-CTACAF | IDIST | IDIST | IDIST | IDIST |

* Asignacion del consumo de las familias, el gobierno y el gasto y en inversion

| | | | | | | | | |
|-----------|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----|
| | + CO-HOGD01 | CO-HOGD02 | CO-HOGD03 | CO-HOGD04 | CO-HOGD05 | CO-HOGD06 | CO-HOGD07 | |
| BC-ALIMAG | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-OTRAGR | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-CAFTOT | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-ALIMAN | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-BSCLIV | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-BSCINT | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-BMETAL | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-COMERC | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-SERPER | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-SERDOM | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-ALQVIV | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-SERGOB | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-GASNAT | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-CARBON | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-REFINA | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-TRANSP | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| BC-RESSER | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES | LES |
| | + CO-HOGD08 | CO-HOGD09 | CO-HOGD10 | CO-HOGRUR | CO-GOBIER | CO-INVERS | CO-INVENT | |
| BC-ALIMAG | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-OTRAGR | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-CAFTOT | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-ALIMAN | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-BSCLIV | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-BSCINT | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-BMETAL | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-CONSTR | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-COMERC | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-SERPER | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-SERDOM | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-ALQVIV | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-SERGOB | LES | LES | LES | LES | QSHR | QSHR | DQEXO | |
| BC-PETROL | | | | | | | DQEXO | |
| BC-GASNAT | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-CARBON | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |
| BC-REFINA | LES | LES | LES | LES | | QSHR | DQEXO | |

| | | | | | | |
|-----------|-----|-----|-----|-----|------|-------|
| BC-RESMIN | | | | | | DQEXO |
| BC-TRANSP | LES | LES | LES | LES | QSHR | DQEXO |
| BC-RESSER | LES | LES | LES | LES | QSHR | DQEXO |

* Exportaciones de bienes y servicios y transferencias netas con el exterior

+ IN-RESMUN

| | |
|-----------|--------|
| BX-ALIMAG | EXPINF |
| BX-OTRAGR | EXPINF |
| BX-CAFTOT | EXPINF |
| BX-ALIMAN | EXPORT |
| BX-BSCLIV | EXPORT |
| BX-BSCINT | EXPORT |
| BX-BMETAL | EXPORT |
| BX-COMERC | EXPORT |
| IN-EMPRES | FEXOF |
| IN-GOBIER | FEXOF |
| IN-HOGD10 | FEXOF |
| IN-CTACAP | UNSPEC |
| BX-PETROL | EXPINF |
| BX-CARBON | EXPINF |
| BX-REFINA | EXPINF |
| BX-RESMIN | EXPINF |
| BX-TRANSP | EXPORT |
| BX-RESSER | EXPORT |

* Cuenta de cierre (ahorro-inversion)

+ IN-CTACAP

| | |
|-----------|--------|
| CO-INVERS | UNSPEC |
| CO-INVENT | UNSPEC |

```

PARAMETER CT(ACC,ACC,*) CELL TABLE;
  CT(ACC,ACCP,"TEASE") = SAM(ACC,ACCP);
  CT(ACC,ACCP,"SPECS") = SPEC(ACC,ACCP);
  CT("EX-ALIMAN","IN-RESMUN","ETA")=0.9;
  CT("EX-BSCLIV","IN-RESMUN","ETA")=0.9;
  CT("EX-BSCINT","IN-RESMUN","ETA")=0.9;
  CT("EX-BMETAL","IN-RESMUN","ETA")=0.9;
  CT("EX-COMERC","IN-RESMUN","ETA")=0.3;
  CT("EX-TRANSP","IN-RESMUN","ETA")=0.3;
  CT("EX-RESSER","IN-RESMUN","ETA")=0.3;

```

```

SET COSET(ACC) CONSUMO PRIVADO /
CO-HOGRUR

```

CO-HOGD01
 CO-HOGD02
 CO-HOGD03
 CO-HOGD04
 CO-HOGD05
 CO-HOGD06
 CO-HOGD07
 CO-HOGD08
 CO-HOGD09
 CO-HOGD10 /;

* ELASTICIDAD DE DEMANDA FINAL DE ALIMENTOS *

CT("BC-ALIMAG",COSET,"ALPHA") =CT("BC-ALIMAG",COSET,"TBASE")*0.3;
 CT("BC-ALIMAN",COSET,"ALPHA") =CT("BC-ALIMAN",COSET,"TBASE")*0.3;

* ELASTICIDAD DE DEMANDA FINAL DE ENERGETICOS *

CT("BC-GASNAT",COSET,"ALPHA") =CT("BC-GASNAT",COSET,"TBASE")*0.0;
 CT("BC-CARBON",COSET,"ALPHA") =CT("BC-CARBON",COSET,"TBASE")*(1-0.36);
 CT("BC-REFINA",COSET,"ALPHA") =CT("BC-REFINA",COSET,"TBASE")*(1-0.335);
 CT("BC-TRANSP",COSET,"ALPHA") =CT("BC-TRANSP",COSET,"TBASE")*(1-0.61);
 CT("BC-RESSER",COSET,"ALPHA") =CT("BC-RESSER",COSET,"ALPHA")*(1-0.5);

PARAMETER TOTALS(ACC,*) TOTALS AND INBALANCES FOR THE SAM;

TOTALS(ACC,"ROW-TOTAL") = SUM(ACCP,SAM(ACC,ACCP));

TOTALS(ACCP,"COL-TOTAL") = SUM(ACC,SAM(ACC,ACCP));

TOTALS(ACC,"DIFFERENCE") = TOTALS(ACC,"ROW-TOTAL")-
 TOTALS(ACC,"COL-TOTAL");

DISPLAY "CHECK FOR INBALANCES OF THE SAM:", TOTALS;

TABLE AT(ACC,*) ACCOUNT TABLE

| | TYPE | FIX | SIGMA | SIGMAR |
|-----------|------|-----|-------|--------|
| AC-ALIMAG | AC | | | 0.500 |
| AC-OTRAGR | AC | | | 0.500 |
| AC-CAFTOT | AC | | | |
| AC-PETROL | AC | Q | | |
| AC-GASNAT | AC | | | |
| AC-CARBON | AC | | | |
| AC-REFINA | AC | Q | | EPS |
| AC-RESMIN | AC | | | |
| AC-ALIMAN | AC | | | |
| AC-BSCLIV | AC | | | |

| | | |
|-----------|----|-------|
| AC-BSCINT | AC | |
| AC-BMETAL | AC | |
| AC-CONSTR | AC | |
| AC-COMERC | AC | |
| AC-TRANSP | AC | 0.500 |
| AC-RESSER | AC | 0.500 |
| AC-SERPER | AC | |
| AC-SERDOM | AC | |
| AC-ALQVIV | AC | |
| AC-SERGOB | AC | |
| FE-ALIMAG | AC | 0.957 |
| FE-OTRAGR | AC | 0.957 |
| FE-CAFTOT | AC | 0.957 |
| FE-PETROL | AC | 0.957 |
| FE-GASNAT | AC | 0.957 |
| FE-CARBON | AC | 0.957 |
| FE-REFINA | AC | 0.957 |
| FE-RESMIN | AC | 0.957 |
| FE-ALIMAN | AC | 0.957 |
| FE-BSCLIV | AC | 0.957 |
| FE-BSCINT | AC | 0.957 |
| FE-BMETAL | AC | 0.957 |
| FE-CONSTR | AC | 0.957 |
| FE-COMERC | AC | 0.957 |
| FE-TRANSP | AC | 0.957 |
| FE-RESSER | AC | 0.957 |
| FE-SERPER | AC | 0.957 |
| FE-SERGOB | AC | 0.957 |
| II-ALIMAG | AC | |
| II-OTRAGR | AC | |
| II-CAFTOT | AC | |
| II-PETROL | AC | |
| II-GASNAT | AC | |
| II-CARBON | AC | |
| II-REFINA | AC | |
| II-RESMIN | AC | |
| II-ALIMAN | AC | |
| II-BSCLIV | AC | |
| II-BSCINT | AC | |
| II-BMETAL | AC | |
| II-CONSTR | AC | |
| II-COMERC | AC | |
| II-TRANSP | AC | |
| II-RESSER | AC | |
| II-SERPER | AC | |
| II-ALQVIV | AC | |
| II-SERGOB | AC | |
| BD-ALIMAG | AC | |
| BD-OTRAGR | AC | |

P

Q

| | | | |
|-----------|----|---|-------|
| BD-CAFTOT | AC | P | |
| BD-PETROL | AC | P | |
| BD-GASNAT | AC | P | |
| BD-CARBON | AC | P | |
| BD-REFINA | AC | | |
| BD-RESMIN | AC | | |
| BD-ALIMAN | AC | | |
| BD-BSCLIV | AC | | |
| BD-BSCINT | AC | | |
| BD-BMETAL | AC | | |
| BD-CONSTR | AC | | |
| BD-COMERC | AC | | |
| BD-TRANSP | AC | | |
| BD-RESSER | AC | | |
| BD-SERPER | AC | | |
| BD-SERDOM | AC | | |
| BD-ALQVIV | AC | | |
| BD-SERGOB | AC | | |
| BM-ALIMAG | AC | | |
| BM-OTRAGR | AC | | |
| BM-REFINA | AC | | |
| BM-RESMIN | AC | | |
| BM-ALIMAN | AC | | |
| BM-BSCLIV | AC | | |
| BM-BSCINT | AC | | |
| BM-BMETAL | AC | | |
| BM-COMERC | AC | | |
| BM-TRANSP | AC | | |
| BM-RESSER | AC | | |
| BM-SERPER | AC | | |
| BC-ALIMAG | AC | | 1.800 |
| BC-OTRAGR | AC | | 1.800 |
| BC-CAFTOT | AC | | |
| BC-PETROL | AC | | EPS |
| BC-GASNAT | AC | | EPS |
| BC-CARBON | AC | | EPS |
| BC-REFINA | AC | P | |
| BI-REFINA | AC | | INF |
| BC-RESMIN | AC | | EPS |
| BC-ALIMAN | AC | | 1.800 |
| BC-BSCLIV | AC | | 1.800 |
| BC-BSCINT | AC | | 0.750 |
| BC-BMETAL | AC | | 0.750 |
| BC-CONSTR | AC | | |
| BC-COMERC | AC | | 1.000 |
| BC-TRANSP | AC | | 1.000 |
| BC-RESSER | AC | | 1.000 |
| BC-SERPER | AC | | 1.000 |
| BC-SERDOM | AC | | |

| | | | |
|-----------|------|---|------|
| BC-ALQVIV | AC | | |
| BC-SERGOB | AC | | |
| BX-ALIMAG | AC | | |
| BX-OTRAGR | AC | | |
| BX-CAFTOT | AC | Q | |
| BX-PETROL | AC | | |
| BX-CARBON | AC | Q | |
| BX-REFINA | AC | | |
| BX-RESMIN | AC | Q | |
| BX-ALIMAN | AC | | |
| BX-BSCLIV | AC | | |
| BX-BSCINT | AC | | |
| BX-EMETAL | AC | | |
| BX-COMERC | AC | | |
| BX-TRANSP | AC | | |
| BX-RESSER | AC | | |
| VA-AGRMOD | AC | | |
| TR-TOTALM | AC | | 1.55 |
| TR-TOTBCS | AC | | 1.07 |
| TR-TOTBIN | AC | | 2.25 |
| TR-TOTMET | AC | | 1.49 |
| TR-TOTCON | AC | | 0.96 |
| TR-TOTCOM | AC | | 0.89 |
| TR-TOTMOD | AC | | 1.03 |
| TR-TOTPER | AC | | 0.74 |
| TR-LRURAL | MF | Q | |
| TR-WESTAB | MF | P | |
| TR-WINEST | MF | Q | |
| TR-INDMOD | MF | Q | |
| FA-KALAGR | NMF | | |
| FA-KAGMOD | MF | Q | |
| FA-KACAFE | NMF | | |
| FA-KMINER | NMF | | |
| FA-KURENO | NMF | | |
| FA-KGOBNO | NMF | | |
| TR-INPCOM | NMF | | |
| TR-INPPER | NMF | | |
| IN-EMPRES | INST | | |
| IN-GOBIER | INST | | |
| TR-GOBIER | INST | | |
| TA-ARANCL | TAX | | |
| TA-IMPIND | TAX | | |
| TA-IMPDIR | TAX | | |
| TA-SUBSID | TAX | | |
| TA-RENTAS | NMF | | |
| IN-HOGRUR | INST | | |
| IN-HOGD01 | INST | | |
| IN-HOGD02 | INST | | |
| IN-HOGD03 | INST | | |

| | | |
|-----------|-------|----|
| IN-HOGD04 | INST | |
| IN-HOGD05 | INST | |
| IN-HOGD06 | INST | |
| IN-HOGD07 | INST | |
| IN-HOGD08 | INST | |
| IN-HOGD09 | INST | |
| IN-HOGD10 | INST | |
| IN-CONSSS | TAX | |
| IN-SEGSOC | INST | |
| CO-GOBIER | INSTC | Q |
| CO-HOGRUR | INSTC | |
| CO-HOGD01 | INSTC | |
| CO-HOGD02 | INSTC | |
| CO-HOGD03 | INSTC | |
| CO-HOGD04 | INSTC | |
| CO-HOGD05 | INSTC | |
| CO-HOGD06 | INSTC | |
| CO-HOGD07 | INSTC | |
| CO-HOGD08 | INSTC | |
| CO-HOGD09 | INSTC | |
| CO-HOGD10 | INSTC | |
| IN-CTACAP | INST | |
| CO-INVERS | INSTC | Q |
| CO-INVENT | INSTC | |
| IN-RESMUN | ROW | NP |

MODEL COL REAL MODEL
/ ACC, AT, CT /;

SOLVE COL USING HERCULES;

DISPLAY "ACCOUNT AND CELL TABLES AFTER BASE-CASE SOLVE",
AT, CT;

* DECLARACION DE CONJUNTOS Y PARAMETROS PARA CALCULO RESULTADOS *

SET ACSET(ACC) /
AC-ALIMAG
AC-OTRAGR
AC-CAFTOT
AC-PETROL
AC-GASNAT
AC-CARBON
AC-REFINA
AC-RESMIN
AC-ALIMAN
AC-BSCLIV

AC-BSCINT
AC-BMETAL
AC-CONSTR
AC-COMERC
AC-TRANSP
AC-RESSER
AC-SERPER
AC-SERDOM
AC-ALQVIV
AC-SERGOB /;

SET FESET(ACC) /
FE-ALIMAG
FE-OTRAGR
FE-CAFTOT
FE-PETROL
FE-GASNAT
FE-CARBON
FE-REFINA
FE-RESMIN
FE-ALIMAN
FE-BSCLIV
FE-BSCINT
FE-BMETAL
FE-CONSTR
FE-COMERC
FE-TRANSP
FE-RESSER
FE-SERPER
FE-SERGOB /;

SET IISSET(ACC) /
II-ALIMAG
II-OTRAGR
II-CAFTOT
II-PETROL
II-GASNAT
II-CARBON
II-REFINA
II-RESMIN
II-ALIMAN
II-BSCLIV
II-BSCINT
II-BMETAL
II-CONSTR
II-COMERC
II-TRANSP
II-RESSER
II-SERPER

II-ALQVIV
II-SERGOB /;

SET BDSET(ACC) SECTORES DE PRODUCCION DOMESTICA VBP /
BD-ALIMAG
BD-OTRAGR
BD-CAFTOT
BD-PETROL
BD-GASNAT
BD-CARBON
BD-REFINA
BD-RESMIN
BD-ALIMAN
BD-BSCLIV
BD-BSCINT
BD-BMETAL
BD-CONSTR
BD-COMERC
BD-TRANSP
BD-RESSER
BD-SERPER
BD-SERDOM
BD-ALQVIV
BD-SERGOB /;

SET BMSET(ACC) IMPORTACIONES DE BIENES Y SERVICIOS /
BM-ALIMAG
BM-OTRAGR
BM-REFINA
BM-RESMIN
BM-ALIMAN
BM-BSCLIV
BM-BSCINT
BM-BMETAL
BM-COMERC
BM-TRANSP
BM-RESSER
BM-SERPER /;

SET BXSET(ACC) EXPORTACIONES DE BIENES Y SERVICIOS /
BX-ALIMAG
BX-OTRAGR
BX-CAFTOT
BX-PETROL
BX-CARBON
BX-REFINA
BX-RESMIN
BX-ALIMAN
BX-BSCLIV


```

SET HOGUR(ACC) HOGARES URBANOS /
IN-HOGD01
IN-HOGD02
IN-HOGD03
IN-HOGD04
IN-HOGD05
IN-HOGD06
IN-HOGD07
IN-HOGD08
IN-HOGD09
IN-HOGD10 /;

```

```

SET RENTA(ACC) RENTAS MINERAS /TA-IMPIND,TA-RENTAS/;
SET PETROLEO(ACC) ACTIVIDADES PETROLERAS QUE GENERAN RENTAS /
AC-PETROL,AC-GASNAT,AC-REFINA,BX-PETROL,BC-REFINA /;

```

```

SCALAR PIB0,PIB,PIBC,C0,C,G0,G,I0,I,X0,X,M0,M;

```

```

C0 = SUM(COSET,AT(COSET,"YBASE"));
G0 = AT("CO-GOBIER","YBASE");
I0 = AT("CO-INVERS","YBASE") + AT("CO-INVENT","YBASE");
X0 = SUM(BXSET,CT(BXSET,"IN-RESMUN","TBASE"));
M0 = SUM(BMSET,CT("IN-RESMUN",BMSET,"TBASE"));
PIB0 = C0 + G0 + I0 + X0 - M0 ;

```

```

SET APIB AGREGADOS DEL PIB /PIB,C,G,I,X,M/;
PARAMETER RPIB(APIB,*) CRECIMIENTO ECONOMICO (Variaciones porcentuales);
PARAMETER RVBP(*,*) VARIACIONES PRODUCCIONES SECTORIALES (%);
PARAMETER RX(*,*) VARIACIONES VOLUMENES DE EXPORTACION (%);
PARAMETER RM(*,*) VARIACIONES VOLUMENES DE IMPORTACION (%);
PARAMETER RYDEC(COSET,*) VARIACIONES INGRESO REAL POR DECILES (porcentajes);
PARAMETER RCADEC(COSET,*) VARIACIONES CONSUMO ALIMENTOS POR DECILES (porcent);
PARAMETER RPRECIOS(*,*) VARIACIONES DE PRECIOS (porcentajes);
PARAMETER BALANCES(*,*) BALANCES MACROECONOMICOS (porcentajes del PIB);
PARAMETER SEGURIDA(*,*) BALANCES SISTEMA DE SEGURIDAD SOCIAL (Millones 1985);
PARAMETER RSEGURID(*,*) VARIACIONES BALANCES SISTEMA SEGURIDAD SOCIAL (%);
PARAMETER ENERGIA(*,*) VARIACIONES DEMANDAS DE FUENTES DE ENERGIA (%);
PARAMETER RENTAS(*,*) VARIACIONES RENTAS PETROLERAS (%);

```

```

BALANCES("AEXTERNO","BASE")=(CT("IN-CTACAP","IN-RESMUN","TBASE")/PIB0)*100;
BALANCES("AGOBIERN","BASE")=(CT("IN-CTACAP","IN-GOBIER","TBASE")/PIB0)*100;
BALANCES("ASEGURID","BASE")=(CT("IN-CTACAP","IN-SEGSOC","TBASE")/PIB0)*100;
BALANCES("APRIVADO","BASE")=(SUM(INSET,CT("IN-CTACAP",INSET,"TBASE"))/PIB0)*100;
BALANCES("INVERSIO","BASE")=( (CT("CO-INVERS","IN-CTACAP","TBASE") +
CT("CO-INVENT","IN-CTACAP","TBASE") )/PIB0)*100;

```

FIN DEL PROGRAMA ECOPELROL *

APENDICE Y ANEXOS
SEGUNDA PARTE

Cuadro A.1
COMPARACION DE PRECIOS DEL CRUDO DE CASTILLA
CON TRANSPORTE POR CARROTERIA
SUS/Galón

| | Precios al productor | | | | | | Precios al consumidor | | | | | | | |
|------|----------------------|-----------------------|-------|-------------|----------|----------|-----------------------|---------|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | Neto | Equivalente exportado | | Equivalente | Relación | Relación | Relación | Oficial | Equivalentes | | | Relación | Relación | Relación |
| | EDOPETROL | Bachaquero | Pilón | refinado | | | | | Relación | Relación | Relación | | | |
| (1) | (2) | (3) | (4) | (1)/(2) | (1)/(3) | (1)/(4) | (5) | (6) | (7) | (8) | (5)/(6) | (5)/(7) | (5)/(8) | |
| 1960 | 0.16 | | | 0.55 | | | 0.29 | 0.19 | | | 0.58 | | | 3.08 |
| 1961 | 0.16 | | | 0.57 | | | 0.29 | 0.20 | | | 0.60 | | | 3.05 |
| 1962 | 0.24 | | | 0.51 | | | 0.46 | 0.28 | | | 0.55 | | | 2.00 |
| 1963 | 0.25 | | | 0.48 | | | 0.52 | 0.29 | | | 0.52 | | | 1.80 |
| 1964 | 0.23 | | | 0.50 | | | 0.46 | 0.26 | | | 0.53 | | | 2.01 |
| 1965 | 0.18 | | | 0.44 | | | 0.41 | 0.21 | | | 0.47 | | | 2.25 |
| 1966 | 0.16 | | | 0.19 | | | 0.84 | 0.18 | | | 0.21 | | | 1.17 |
| 1967 | 0.15 | | | 0.29 | | | 0.52 | 0.17 | | | 0.31 | | | 1.60 |
| 1968 | 0.16 | | | 0.21 | | | 0.74 | 0.18 | | | 0.23 | | | 1.31 |
| 1969 | 0.16 | 0.18 | 0.17 | 0.28 | 0.90 | 0.96 | 0.58 | 0.18 | 0.20 | 0.19 | 0.20 | 0.91 | 0.96 | 1.64 |
| 1990 | 0.17 | 0.17 | 0.18 | 0.26 | 0.97 | 0.89 | 0.47 | 0.19 | 0.19 | 0.21 | 0.37 | 0.97 | 0.90 | 1.99 |

(1) Corresponde a producción, transporte y manejo.

(2) Precio FOB de exportación - Costo de transporte entre campo y puerto de exportación + Costo de transporte entre campo y planta de abasto; calculado con base en el crudo Bachaquero.

(3) Precio FOB de exportación - Costo de transporte entre campo y puerto de exportación + Costo de transporte entre campo y planta de abasto; calculado con base en el crudo Pilón.

(4) Precio neto de refinación - Costo de transporte entre campo y refinería + Costo de transporte entre campo y planta de abasto; calculado con base en el precio de equilibrio resultante de cargar la refinería de Cartagena con crudo de Castilla, operando destilación primaria y secundaria.

(5) Precio de venta al público de acuerdo a las resoluciones.

(6) Precio equivalente exportado Bachaquero (2) + Margen de distribución.

(7) Precio equivalente exportado Pilón (3) + Margen de distribución.

(8) Precio equivalente refinado (4) + Margen de distribución.

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", EDOPETROL (1991)
Cálculos del autor.

Cuadro A.2
COMPARACION DE PRECIOS DEL CRUDO DE CASTILLA
CON TRANSPORTE POR OLEODUCTO
\$US/Galón

| | Precios al productor | | | | | | Precios al consumidor | | | | | | | |
|------|----------------------|-----------------------|--------------|-------------------------|----------|----------|-----------------------|---------|-------------------|--------------|-----------------|----------|----------|----------|
| | Neto EDOPETROL | Equivalente exportado | | Equivalente refinado | Relación | Relación | Relación | Oficial | Equivalentes | | | Relación | Relación | Relación |
| | (1) | Bachaquero (2) | Pilón (3) | (4) | (1)/(2) | (1)/(3) | (1)/(4) | (5) | Bachaquero (6) | Pilón (7) | Refinado (8) | (5)/(6) | (5)/(7) | (5)/(8) |
| 1980 | 0.16 | | | 0.57 | | | 0.28 | 0.19 | | | 0.60 | | | 3.18 |
| 1981 | 0.16 | | | 0.59 | | | 0.28 | 0.20 | | | 0.62 | | | 3.16 |
| 1982 | 0.24 | | | 0.54 | | | 0.44 | 0.28 | | | 0.58 | | | 2.08 |
| 1983 | 0.26 | | | 0.50 | | | 0.50 | 0.29 | | | 0.54 | | | 1.88 |
| 1984 | 0.23 | | | 0.52 | | | 0.45 | 0.26 | | | 0.56 | | | 2.09 |
| 1985 | 0.19 | | | 0.46 | | | 0.40 | 0.21 | | | 0.49 | | | 2.33 |
| 1986 | 0.16 | | | 0.21 | | | 0.79 | 0.18 | | | 0.23 | | | 1.25 |
| 1987 | 0.15 | | | 0.30 | | | 0.50 | 0.17 | | | 0.32 | | | 1.89 |
| 1988 | 0.16 | | | 0.23 | | | 0.69 | 0.18 | | | 0.25 | | | 1.40 |
| 1989 | 0.16 | 0.40 | 0.39 | 0.30 | 0.41 | 0.42 | 0.55 | 0.18 | 0.42 | 0.41 | 0.32 | 0.44 | 0.45 | 1.72 |
| 1990 | 0.17 | 0.39 | 0.40 | 0.36 | 0.43 | 0.41 | 0.46 | 0.19 | 0.41 | 0.42 | 0.38 | 0.46 | 0.44 | 2.07 |

(1) Corresponde a producción, transporte y manejo.

(2) Precio FOB de exportación - Costo de transporte entre campo y puerto de exportación + Costo de transporte entre campo y planta de abasto; calculado con base en el crudo Bachaquero.

(3) Precio FOB de exportación - Costo de transporte entre campo y puerto de exportación + Costo de transporte entre campo y planta de abasto; calculado con base en el crudo Pilón.

(4) Precio neto de refinación - Costo de transporte entre campo y refinería + Costo de transporte entre campo y planta de abasto; calculado con base en el precio de equilibrio resultante de cargar la refinería de Cartagena con crudo de Castilla, operando destilación primaria y secundaria.

(5) Precio de venta al público de acuerdo a las resoluciones.

(6) Precio equivalente exportado Bachaquero (2) + Margen de distribución.

(7) Precio equivalente exportado Pilón (3) + Margen de distribución.

(8) Precio equivalente refinado (4) + Margen de distribución.

Fuente: "Estructura de Precios de los Combustibles", EDOPETROL (1991)
Cálculos del autor.

APENDICE

ESTIMACIONES DE FUNCIONES DE DEMANDA DE ENERGETICOS

A. Sector Industrial

Para el sector industrial se estimaron funciones de demanda de la forma general:

$$\left[\frac{\ln(Q_x)}{\ln(Q_y)} \right] = a + b \left[\frac{\ln(P_x)}{\ln(P_y)} \right] + \epsilon_t$$

donde:

- x : producto energético para el cual se corre la regresión
- y : bien correspondiente al resto de energéticos utilizados en el sector (total de energéticos - x)
- Q_x: demanda del bien x
- Q_y: demanda del bien y
- P_x: precio del bien x
- P_y: precio del bien y
- ε_t: término de error aleatorio en el período t

De manera que el coeficiente b puede ser interpretado como la elasticidad de sustitución de demanda de x por y. Esto es que un cambio de un punto porcentual en la relación de precios de los energéticos (P_x/P_y) dará lugar a un cambio de b% en la demanda relativa de dichos energéticos (Q_x/Q_y).

Así, si:

- b > 1 => la demanda relativa es elástica, es decir que un cambio porcentual en la relación de precios (P_x/P_y) dará lugar a un cambio más que proporcional en la demanda relativa de energéticos (Q_x/Q_y).
- b < 1 => la demanda relativa es inelástica, es decir que un cambio porcentual en la relación de precios (P_x/P_y) dará lugar a un cambio menos que proporcional en la demanda relativa de energéticos (Q_x/Q_y).
- b = 1 => la elasticidad de sustitución es unitaria.

1. Resultados de las estimaciones

a. Carbón mineral

$$\text{LRCCM} = -0.4268711 \quad -0.4971866 \text{ LRPCM} \quad +0.9639911 \text{ MA}(1)$$

$$\quad \quad \quad (-6.7198) \quad \quad \quad (-5.7909) \quad \quad \quad (3.7133)$$

$$R^2 = 0.822247$$

$$R^2_{Aj} = 0.7948$$

$$\text{DW} = 1.2972$$

$$F = 30.0676$$

b. Productos refinados del petróleo

$$\text{LRCREF} = 0.9250106 \quad -1.6158334 \text{ LRPREF} \quad +0.9744039 \text{ MA}(1)$$

$$\quad \quad \quad (5.0811) \quad \quad \quad (-13.9243) \quad \quad \quad (4.5687)$$

$$R^2 = 0.9479$$

$$R^2_{Aj} = 0.9399$$

$$\text{DW} = 1.3325$$

$$F = 118.3362$$

c. Gas natural

$$\text{LRCGN} = -9.250106 \quad -1.2556205 \text{ LRPGN} \quad +4.3791579 \text{ DEGN}$$

$$\quad \quad \quad (-3.2174) \quad \quad \quad (-6.8880) \quad \quad \quad (4.5687)$$

$$R^2 = 0.8078$$

$$R^2_{Aj} = 0.7782$$

$$\text{DW} = 1.4584$$

$$F = 27.3610$$

d. Petróleo crudo

No existe una relación estable entre la variable RCP (consumo de petróleo/consumo de otros energéticos) y la variable RPP (precio del petróleo/precio de otros energéticos). Lo cual puede deberse a que la penetración del petróleo crudo, en particular crudo Castilla, en el mercado sólo ha sido significativa desde mediados de la década de los ochenta.

2. Diccionario de variables

- RCCM : $\frac{\text{Consumo de carbón mineral}}{\text{Consumo total de energéticos sin carbón mineral}}$
- RPCM : $\frac{\text{Precio del carbón mineral}}{\text{Precio del total de energéticos sin carbón mineral}}$
- RREF : $\frac{\text{Consumo de refinados del petróleo}}{\text{Consumo total de energéticos sin refinados del petróleo}}$
- RPREF : $\frac{\text{Precio de los refinados del petróleo}}{\text{Precio del total de energéticos sin refinados del petróleo}}$
- RCGN : $\frac{\text{Consumo de gas natural}}{\text{Consumo total de energéticos sin gas natural}}$
- DEGN : $\frac{1}{\text{Eficiencia del gas natural en el sector industrial}}$
- RPCM : $\frac{\text{Precio del carbón mineral}}{\text{Precio del total de energéticos sin carbón mineral}}$
- MA(1) : Promedio móvil con rezago de un período

B. Sector Residencial

Las funciones de demanda de energéticos del sector residencial son de la forma general:

$$\ln Q_x = a + b (\ln P_x) + c (\ln P_y) + \epsilon_t$$

x : producto energético para el cual se corre la regresión

y : producto energético sustituto de x

Q_x : demanda del bien x

Q_y : demanda del bien y

P_x : precio del bien x

P_y : precio del bien y

ϵ_t : término de error aleatorio en el período t

En este caso el coeficiente b se debe interpretar como la elasticidad precio de la demanda del bien x . Esto significa que un cambio de un 1% en el precio del energético (P_x) dará lugar a un cambio de $b\%$ en la demanda del mismo (Q_x).

De manera que, si:

$b > 1$ => la demanda es elástica, es decir que un cambio porcentual el precio del energético (P_x) dará lugar a un cambio más que proporcional en la demanda del mismo (Q_x).

$b < 1$ => la demanda es inelástica, es decir que un cambio porcentual el precio del energético (P_x) dará lugar a un cambio menos que proporcional en la demanda del mismo (Q_x).

$b = 1$ => la elasticidad de sustitución es unitaria.

1. Resultados de las estimaciones

a. Carbón mineral

| | | | | | |
|--------|-----------|------------|-------|------------|--------|
| LCCM = | 9.120438 | -0.3588533 | LPCMR | +0.2093026 | LPREFR |
| | (13.2763) | (-6.1812) | | (6.9601) | |

| | | |
|------------|---|---------|
| R^2 | = | 0.81927 |
| R^2_{Aj} | = | 0.79147 |
| DW | = | 1.66815 |
| F | = | |

b. Productos refinados del petróleo

No existe una relación estable entre la demanda de productos refinados y el precio de los mismos, lo cual puede deberse a distorsiones generadas por la agregación de productos diferentes. Por lo tanto, se hicieron estimaciones individuales para los diferentes bienes que componen este agregado.

i) Gas licuado (GLP)

El hecho de que la oferta de GLP haya estado restringida durante todo el período analizado da lugar a que los precios observados de dicho bien no sean significativos en la determinación de la demanda. Es por esto que no es posible encontrar una relación clara entre estas dos variables; la estimación econométrica no arroja resultados concluyentes.

ii) Kerosene

$$\text{LCK} = 5.220343 - 0.4362849 \text{ LPKR} + 0.3740446 \text{ LPCR} + 0.3502135 \text{ LPGNR}$$

$$\quad (2.3595) \quad (-3.3211) \quad (4.1575) \quad (1.9705)$$

$$\begin{aligned} R^2 &= 0.92733 \\ R^2_{Aj} &= 0.90916 \\ DW &= 2.09028 \\ F &= \end{aligned}$$

iii) Gasolina

$$\text{LCG} = -4.816408 - 0.2048313 \text{ LPCR} + 1.2177646 \text{ LPGNR} + 0.9473413 \text{ MA}(1)$$

$$\quad (-0.6451) \quad (-3.0590) \quad (1.8906) \quad (3.0507)$$

$$\begin{aligned} R^2 &= 0.66227 \\ R^2_{Aj} &= 0.50159 \\ DW &= 1.73442 \\ F &= 7.19006 \end{aligned}$$

c. Gas natural

En el caso del gas natural no es posible estimar por medio de métodos econométricos una elasticidad precio de la demanda consistente. Esto, puesto que la oferta de gas natural se halla restringida a algunas regiones del país, por lo tanto los cambios en la demanda están determinados por factores como la conexión de diferentes ciudades a la red de distribución. De esta manera, el coeficiente b estará sobrestimado ya que, no sólo reflajará cambios en la demanda debidos a las variaciones en precios, sino movimientos en la oferta.

2. Diccionario de variables

CCM : Consumo de carbón mineral

PCM : $\frac{\text{Precio del carbón mineral}}{\text{Indice de precios al consumidor}}$

CK : Consumo de kerosene

PK : $\frac{\text{Precio del kerosene}}{\text{Indice de precios al consumidor}}$

CG : Consumo de gasolina

PG : $\frac{\text{Precio de la gasolina (cocinol)}}{\text{Indice de precios al consumidor}}$

CGN : Consumo de gas natural

PGN : $\frac{\text{Precio del gas natural}}{\text{Indice de precios al consumidor}}$

MA(1) : Promedio móvil con rezago de un período

C. Sector Transporte

Las funciones de demanda de energéticos del sector transporte tienen la misma forma general que aquellas del sector residencial:

$$\ln Q_x = a + b (\ln P_x) + c (\ln P_y) + \epsilon_t$$

x : producto energético para el cual se corre la regresión

y : producto energético sustituto de x

Q_x : demanda del bien x

Q_y : demanda del bien y

P_x : precio del bien x

P_y : precio del bien y

ϵ_t : término de error aleatorio en el período t

Por lo tanto, el coeficiente **b** también corresponde a la elasticidad precio de la demanda del bien **x**, y su interpretación es análoga a la expuesta para las estimaciones de demanda del sector residencial.

1. Resultados de las estimaciones

a. Transporte privado

$$\text{LCG} = 5.5789082 - 0.5960656 \text{ LPGR} + 0.8473210 \text{ LPDOR}$$

(4.7398) (-1.4254) (2.1154)

$$+ 1.1858832 \text{ MA}(1) \quad + 0.8360024 \text{ MA}(2)$$

(3.4851) (2.2965)

$$R^2 = 0.77380$$

$$R^2_{Aj} = 0.68331$$

$$\text{DW} = 1.86845$$

$$F = 8.55191$$

b. Transporte público

$$\text{LCGP} = 3.1039740 - 0.6111697 \text{ LPGR} + 1.0293966 \text{ LPDOR}$$

(3.0266) (-1.6771) (2.9490)

$$+ 1.0661755 \text{ MA}(1) \quad + 0.4996124 \text{ MA}(2)$$

(3.1579) (1.4328)

$$R^2 = 0.87844$$

$$R^2_{Aj} = 0.82981$$

$$\text{DW} = 1.66207$$

$$F = 18.06563$$

2. Diccionario de variables

CG : Consumo de gasolina transporte privado

PG : Precio de la gasolina (regular)
Indice de precios al consumidor

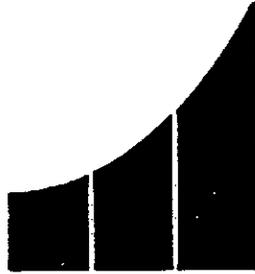
CGP : Consumo de gasolina transporte público

PG : $\frac{\text{Precio de la gasolina (regular)}}{\text{Indice de precios al consumidor}}$

PDO : $\frac{\text{Precio del diesel oil}}{\text{Indice de precios al consumidor}}$

MA(1) : Promedio móvil con rezago de un período

MA(2) : Promedio móvil con dos períodos de rezago



FEDESARROLLO

FUNDACION PARA LA EDUCACION SUPERIOR Y EL DESARROLLO

FEDESARROLLO es una entidad colombiana, sin ánimo de lucro dedicada a promover el adelanto científico y cultural y la educación superior, orientándolos hacia el desarrollo económico y social del país.

Para el cumplimiento de sus objetivos, adelantará directamente o con la colaboración de universidades y centros académicos, proyectos de investigación sobre problemas de interés nacional.

Entre los temas de investigación que han sido considerados de alta prioridad están la planeación económica y social, el diseño de una política industrial para Colombia, las implicaciones del crecimiento demográfico, el proceso de integración latinoamericana, el desarrollo urbano y la formulación de una política petrolera para el país.

FEDESARROLLO se propone además crear una conciencia dentro de la comunidad acerca de la necesidad de apoyar a las Universidades colombianas con el fin de elevar su nivel académico y permitirles desempeñar el papel que les corresponde en la modernización de nuestra sociedad.