NACIONES UNIDAS

COMISION ECONOMICA
PARA AMERICA LATINA
Y EL CARIBE - CEPAL

Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.298
19 de marzo de 1996

ORIGINAL: ESPAÑOL

ISTMO CENTROAMERICANO: INFORME SOBRE ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS, 1994 Y PRIMER SEMESTRE DE 1995

96-3-22

INDICE

INDICE DE CUADROS

Página

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico

PRESENTACION

En este documento se presenta el estudio sobre abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano correspondiente a 1994 y el primer semestre de 1995, contemplado en el proyecto de asistencia técnica que ejecuta la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en virtud de un convenio con la República Federal de Alemania.

En la región se advierte una actualización de la estructura de la demanda de derivados de petróleo, de las actividades de refinación y almacenamiento, así como de la procedencia de las importaciones de hidrocarburos y los costos del abastecimiento. Asimismo, se reseñan los avances en los procesos de reforma de los respectivos subsectores petroleros nacionales, el desarrollo de la cooperación regional del subsector y las actividades realizadas durante 1994-1995, en el marco del proyecto de asistencia técnica mencionado.

Una versión preliminar de este documento fue presentada en la VII Reunión Regional sobre el Abastecimiento de Hidrocarburos en el Istmo Centroamericano, que se llevó a cabo en Managua, Nicaragua, el 2 de noviembre de 1995.

RESUMEN

En 1994 la demanda de derivados del petróleo de la región totalizó 59.7 millones de barriles, 14.7% superior a la registrada en el año anterior. En Costa Rica y El Salvador se reportaron los incrementos mayores, de alrededor de 18%. El volumen de combustible utilizado en la generación eléctrica aumentó 40% en 1994, a causa de la fuerte sequía que azotó a la región. A consecuencia de ello, el consumo de combustible en centrales termoeléctricas llegó a 11.8 millones de barriles, volumen que representó el cuádruple del utilizado en 1990 y que equivalió al 19.8% de los hidrocarburos totales de 1994. Casi la mitad de este combustible correspondió, por partes iguales, a El Salvador y Guatemala. Por otro lado, en 1994 la demanda de los usuarios finales se elevó alrededor de 10% en todos los países. En el primer semestre de 1995 disminuyó ligeramente el ritmo de crecimiento del consumo final para la región en su conjunto; sin embargo, el comportamiento entre países fue más diferenciado que en el año precedente, con las tasas más bajas (6.5%, aproximadamente) en Costa Rica y El Salvador.

Las importaciones de hidrocarburos de los seis países del Istmo Centroamericano sumaron 67.9 millones de barriles en 1994, 11.7% más que en 1993. De este volumen, 57% correspondió a productos refinados, 20.7% a petróleo reconstituido y 22.3% a crudos naturales. El 45.3% del total de derivados importados fue diesel, 24.7% gasolinas de diversos tipos, especialmente sin plomo, y 9.4% gas licuado. Mientras que en 1990 la importación de fuel oil había sido casi nula, en 1994 representó 14.6% de los derivados adquiridos en el exterior, obedeciendo a los requerimientos de este combustible en la generación de electricidad. Los productos refinados, incluyendo los contenidos en el petróleo reconstituido, representaron 66.7% del total importado en 1994, frente a 55.5% en 1993 y 48.5% en 1992.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1994 fue de 1,331 millones de dólares (cif), 9.9% superior al año previo. Sin embargo, el peso de la factura petrolera con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó en la mayoría de los países, como resultado del fuerte dinamismo de la actividad externa de la economía de la región. En 1994 esta proporción fue de 6.9% en Costa Rica, 17.9% en El Salvador, 12.5% en Guatemala, 14% en Honduras, 23.7% en Nicaragua y 4.1% en Panamá.

Venezuela se mantuvo como el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano, en virtud de aumentos notables de su participación reciente. Después de que en 1992 había caído a 31.3%, se incrementó a 39.8% en 1993 y a 51.8% en 1994, la cifra más alta en su historia. En contraste, durante el período mencionado la participación de México disminuyó, de 13% a únicamente 4.4%; sin embargo, suministró alrededor del 50% de las importaciones totales de gas licuado. Durante el primer semestre de 1995, los porcentajes del mercado regional que cubrieron Venezuela y México se redujeron a 48.6 y 3.5%, respectivamente.

Hasta el primer semestre de 1995, Costa Rica continuó importando derivados del petróleo a los precios fob más bajos de la región, similares a los reportados en Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos, y con fletes muy competitivos.

Sin considerar la refinería de Panamá, que no operó por varios meses en razón de los daños causados por un incendio, en 1994 las cuatro restantes utilizaron cerca del 85% de su capacidad, destacando Nicaragua con 96%. En ese mismo año, la región contó con almacenamiento para un consumo de 42 días de petróleo crudo, 57 días de gasolina, 43 días de diesel y 22 días de gas licuado, cifras inferiores a las de 1993. Entre las recientes adiciones a la infraestructura de almacenamiento, destaca la entrada en operaciones de una nueva terminal de 240,000 barriles y otra de gas licuado de casi 8,000 barriles, ambas en El Salvador.

En el orden institucional, fue bien recibida la noticia sobre la aceptación, por parte del Ministerio de Cooperación de la República Federal de Alemania, de la solicitud de extensión del proyecto presentada por la CEPAL, por medio de la Agencia Gemeinschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), en cumplimiento de las resoluciones de la reunión de Ministros y Directores de Hidrocarburos de América Central (San José, Costa Rica, 7 de septiembre de 1994). En consecuencia, la fase VI del proyecto comprende el período del 1 de septiembre de 1995 al 30 de abril de 1998.

En el subsector de hidrocarburos se notan algunos avances en las reformas de los marcos legales, en la reducción del papel del Estado en el abastecimiento y en la liberalización de los precios de importación y comercialización de productos refinados. Sin embargo, también se perciben algunos problemas y demoras, especialmente en cuanto a la transformación de las estructuras institucionales relacionadas con la elaboración, promulgación e implementación de las nuevas leyes y reglamentos, así como en la entrada de nuevos participantes en la cadena de abastecimiento, que crearan condiciones de competencia efectiva.

El primer análisis comparativo de las estructuras de formación de precios al consumidor final de los combustibles, resultantes del proceso de liberalización, muestra que Panamá tiene bajos precios de paridad de importación, debido a que usa parámetros muy competitivos para el flete y terminal, basados en el total del mercado nacional. Además, en el análisis realizado destacan marcadas diferencias en los márgenes de comercialización entre los tres países comparados y entre los productos considerados. El margen del diesel es ligeramente superior a 12 dólares por barril en Panamá, en tanto que en El Salvador y Nicaragua es de alrededor de 7.50 dólares por barril. En la gasolina regular son apreciablemente mayores, con niveles de poco más de 11 dólares por barril en este último país y de aproximadamente 16 dólares por barril en los otros dos. Estos márgenes agregados comprenden tres eslabones de la cadena de abastecimiento: las compañías distribuidoras, las estaciones de servicio y el transportista entre el puerto y la ciudad capital.

I. LA SITUACION ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGION

1. La demanda de derivados del petróleo

La demanda total de derivados del petróleo en los seis países de América Central aumentó 14.7% en 1994 (con alzas notables de alrededor de 18% en Costa Rica y El Salvador), tasa cercana a la observada en 1992, cuando se experimentó el crecimiento más alto en la historia de la región (17.4%), y muy superior a la de 1993 (4.9%). El consumo de hidrocarburos pasó de 52 millones de barriles en 1993 a 59.7 millones de barriles en 1994. 1/ Entre 1982 y 1990, el consumo total se expandió a un ritmo lento (1.5% anual); sin embargo, durante los cuatro años siguientes la tasa promedio anual se elevó a 11.4%. Precisamente durante este último período, con excepción de 1993, fue necesario incrementar en aproximadamente 3 millones de barriles anuales el consumo de combustible en la generación termoeléctrica, a fin de compensar la menor disponibilidad de agua en las plantas hidroeléctricas, ocasionada por las sequías, cubriendo de esa forma el crecimiento de la demanda de electricidad. Además, durante los últimos tres años, el consumo de hidrocarburos de los usuarios finales avanzó a tasas muy altas, 9.4% en promedio, en gran medida como resultado del crecimiento económico sensiblemente mayor al de años previos. Las estadísticas muestran la importancia de los hidrocarburos en el abastecimiento energético de la región, y no hay indicios de disminución de esa relevancia en un futuro próximo.

Los requerimientos de derivados del petróleo, sin incluir los combustibles usados en la generación eléctrica, han evolucionado en cuatro etapas claramente diferenciadas, las cuales tienen relación con el comportamiento de los precios del crudo en el mercado internacional y con la actividad económica de la región. De 1974 a 1979 la demanda del Istmo Centroamericano se expandió a una tasa muy alta, 6.1% anual. En el período 1979-1982 se redujo, en promedio, 3.8% por año, si bien con diferencias entre los países. En la tercera etapa, de 1982 a 1991, se recobró el crecimiento a tasas moderadas (2.9% anual). Por último, a partir de 1992 se presentó un fuerte dinamismo en la demanda final de hidrocarburos. En ese año la tasa más baja fue de 8.7% (Panamá) y la más alta de 13.8% (Costa Rica); en 1993 osciló entre 3% (Honduras y Nicaragua) y 10.8% (Costa Rica), mientras que en 1994 se mantuvo en alrededor de 10% en todos los países (véase el gráfico 1). La información disponible sobre el primer semestre de 1995 muestra que el crecimiento promedio de la demanda global del Istmo Centroamericano fue de 9%, ligeramente inferior al año previo, aunque con comportamiento diferenciado entre países; Costa Rica y El Salvador presentaron las menores tasas, aproximadamente 6.5%.

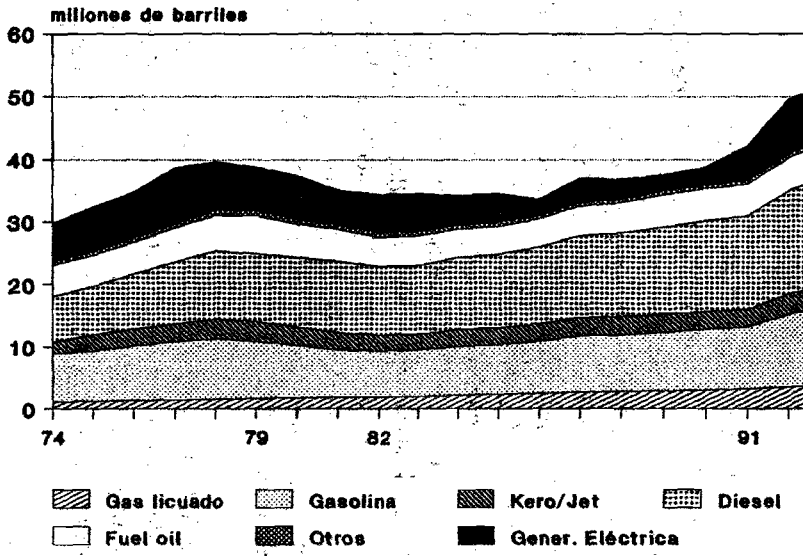
Excluyendo de nuevo los combustibles utilizados en la generación de electricidad, la estructura de la demanda regional de derivados del petróleo acusa, entre 1982 y 1994, una tendencia expansiva en la participación del gas licuado y de la gasolina (en el último año mencionado estos productos significaron 8.9 y 30.4% del total, respectivamente). Una evolución inversa ocurre en los

---

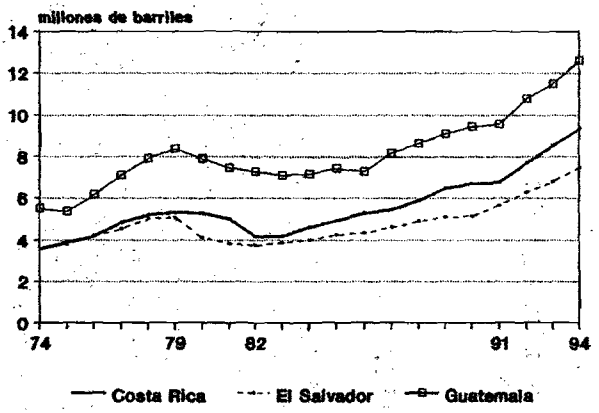
1/ Estas cifras no incluyen las ventas de búnker a barcos de bandera extranjera realizadas por Panamá, las cuales se consideran como exportaciones.

Gráfico 1

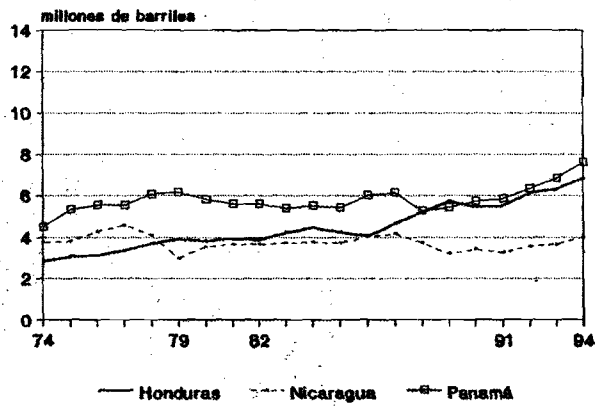
ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



No incluye consumo en gen. eléctrica



No incluye consumo en gen. eléctrica

casos de las querosinas y, principalmente, el búnker (11.9% del consumo final, en 1994). Pareciera que el diesel agotó ya su creciente penetración manteniéndose con una participación de alrededor de 40%. Así, en el período descrito, únicamente el gas licuado elevó su participación en todos los países del Istmo Centroamericano, sobre todo en Guatemala y Panamá, donde la proporción es del orden de 12%; en Costa Rica sólo representa 4.2%, a raíz del difundido uso de la estufa eléctrica para cocción de alimentos. La gasolina había observado una participación relativamente estable, excepto en Costa Rica, donde presenta un fuerte dinamismo (pasó de 22.5% en 1982 a 36.1% en 1994). Sin embargo, en 1992 fue el producto con los más altos niveles de crecimiento en todos los países de la región, tendencia que prosiguió hasta 1994, excepto en El Salvador y Nicaragua. Si bien el diesel registra el mayor consumo en cada país, su participación en la demanda final evolucionó de forma diferente. Por ejemplo, decreció en Costa Rica (38.2% en 1994 frente a 46% al inicio del período), mientras que se elevó en El Salvador y Panamá (aquellos que tenían la proporción más baja); en consecuencia, las diferencias entre países son ahora apreciablemente menores. Por último, el descenso más notable en la importancia relativa del búnker se dio en Costa Rica y Panamá.

Por otra parte, el volumen de combustibles consumido en la producción de electricidad permaneció relativamente constante durante los años setenta, mientras que en la década de los ochenta se observó una tendencia decreciente, principalmente por la entrada en operación de grandes centrales hidroeléctricas; el mínimo histórico de 2.6 millones de barriles se alcanzó en 1989. En 1994 la demanda regional de energía eléctrica aumentó 5%; sin embargo, ocurrió una sequía más severa que la de 1991, por lo que fue necesario incrementar 40% el volumen total de combustibles en la generación termoeléctrica (de 8.4 millones de barriles en 1993 a 11.8 millones en 1994). Casi la mitad de este último volumen correspondió, por partes iguales, a Guatemala y El Salvador. De esta manera, con respecto a la demanda total de hidrocarburos, el consumo de derivados del petróleo en la producción de electricidad pasó de 6.9% en 1989 a 19.8% en 1994.

La generación de origen termoeléctrico varía, en relación con el total —según la infraestructura eléctrica con que cuenta cada país— la disponibilidad de energía hidráulica en cada ciclo y el comportamiento de la demanda. Su evolución histórica se sintetiza en el cuadro 1, en el que sobresale la alta proporción global durante los últimos tres años (cercana a un tercio del total en 1994), así como el caso de El Salvador, en donde la generación termoeléctrica ha alcanzado proporciones nunca antes experimentadas.

Es importante mencionar que mientras en 1990 el 4.4% del diesel y el 30.8% del combustible pesado consumidos en los seis países de la región se destinaban a la generación de electricidad, en 1994 las proporciones se elevaron a 24 y 50.3%, respectivamente, debido a la saturación de las centrales de vapor, así como al uso intensivo y adiciones recientes de turbinas de gas y máquinas diesel. Se espera que en los próximos años continúe la utilización creciente de combustibles en la generación de energía eléctrica, ya que sólo en Costa Rica se están construyendo centrales hidroeléctricas y geotérmicas de mediana capacidad. Los demás países siguen recurriendo principalmente a alternativas térmicas para cubrir el incremento de la demanda.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACION DE LAS CENTRALES TERMICAS EN LA GENERACION NETA TOTAL

(Porcentajes)

	Istmo Centro-americano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1980	28.9	1.1	1.4	80.1	8.4	46.4	45.0
1985	17.2	0.1	6.4	54.8	2.9	42.1	19.3
1990	8.9	1.3	6.4	7.7	-	38.9	15.9
1991	17.8	4.7	25.8	25.7	-	41.7	26.2
1992	24.7	14.1	23.6	34.4	5.1	51.5	34.0
1993	23.7	9.6	31.5	36.2	9.0	44.1	26.2
1994	32.6	17.5	41.0	50.4	19.3	54.1	27.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
Nota: Los porcentajes consideran únicamente la generación térmica a base de combustibles fósiles e incluyen la cogeneración y autoproductores.

2. La refinación y el almacenamiento

De especial relevancia para la infraestructura de refinación de la región fue la culminación, en 1995, del programa de inversiones por 77.6 millones de dólares en la refinería de Panamá, acordado en septiembre de 1992, en el nuevo contrato entre el Estado y la refinería, el cual comprende: a) la instalación de una viscorreductora de combustóleo, que aumentaría la capacidad a 27,000 barriles diarios, a fin de elevar sus exportaciones; b) una unidad de estabilización y gas licuado, que posibilitaría alcanzar una producción de 2,750 barriles diarios de GLP, con lo que se suspenderían las importaciones de este producto; c) mejoramiento del resto de las unidades; d) modernización de la instrumentación y control, y e) aumento de los rendimientos, seguridad y productividad de la operación. Merced a estas adiciones, la capacidad real de procesamiento pasará de 40,000 barriles a 60,000 barriles diarios, con expectativas de nuevos incrementos en el futuro.

Por otra parte, la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), única empresa estatal que opera una refinería en la región, tiene el propósito de realizar una inversión de entre 60 y 80 millones de dólares en la refinería de Moín. Los estudios técnicos y los esfuerzos por obtener financiamiento del extranjero concluyeron en la suscripción de un convenio de préstamo con el Instituto de Crédito Oficial de España, aprobado el 26 de marzo de 1993 por la Asamblea Legislativa. Este préstamo permitirá a RECOPE efectuar importantes obras para ampliar la actual

planta de refinación. 2/ La ingeniería básica estuvo a cargo del Instituto Francés de Petróleo (IFP), y culminó en noviembre de 1995. A partir de ese momento, el plan original contemplaba su licitación. La empresa opina que, por razones estratégicas y económicas, se justifica la modernización gradual y el aumento de la capacidad de las instalaciones a 22,000 bls/día en un plazo de dos años y, en una segunda fase, hasta 35,000 bls/día, para cubrir la demanda proyectada para 1998 y 1999.

En años anteriores, sólo la refinería de El Salvador había elevado la carga a la unidad de destilación atmosférica, mediante modificaciones en la capacidad de bombeo de los insumos y productos de la unidad. En cambio, a fines de 1992 la Refinería Texaco de Honduras cerró operaciones y se convirtió en planta de almacenamiento, luego de que el proceso de liberalización del comercio de hidrocarburos demostrara su falta de competitividad frente al mercado de importación de productos limpios.

La baja proporción del búnker en la demanda total durante la década de los ochenta había limitado la participación de las refinerías locales en el suministro y, en consecuencia, el abastecimiento se había efectuado mediante importaciones de los derivados faltantes. La fuerte demanda de este combustible para la generación de electricidad indujo a partir de 1991 un aumento apreciable en el grado de utilización de las refinerías de Guatemala, Nicaragua y El Salvador. Sin embargo, ello no fue suficiente para resolver el tradicional desbalance regional entre las estructuras de producción y consumo, ya que la demanda de diesel para el mismo fin, aunada a la de uso automotriz, también se elevó, en proporciones aun mayores que el búnker en Costa Rica y El Salvador. En 1994 la demanda regional de gasolina ascendió a 14.6 millones de barriles (24.4% del total) y la de diesel a 25.2 millones de barriles (42.3%), frente a una producción de 5.1 millones de barriles (17.7%) de gasolina y 8.5 millones de barriles (29.3%) de diesel. En contraste, el búnker representó 39.8% de la producción total en las refinerías del área, aunque sólo 19.2% del consumo.

En 1994 se utilizó 74.4% de la capacidad instalada regional de 106,500 bls/día. Sin considerar a Panamá, las cuatro refinerías restantes utilizaron 84.6% de su capacidad total de 66,500 bls/día, destacando Nicaragua con 96.3%. A raíz de los daños provocados por un incendio, la refinería de Panamá no procesó petróleo entre el 7 de octubre de 1994 y el 16 de marzo de 1995.

Costa Rica, El Salvador, Guatemala y, principalmente, Honduras, en los últimos años elevaron las capacidades de almacenamiento de los hidrocarburos más importantes. En 1994 la región contaba con almacenamiento para un consumo de 42 días de petróleo crudo, 57 días de gasolina, 43 días de diesel y 22 días de gas licuado, cifras menores a las del año anterior (véase la capacidad por país en el gráfico 2).

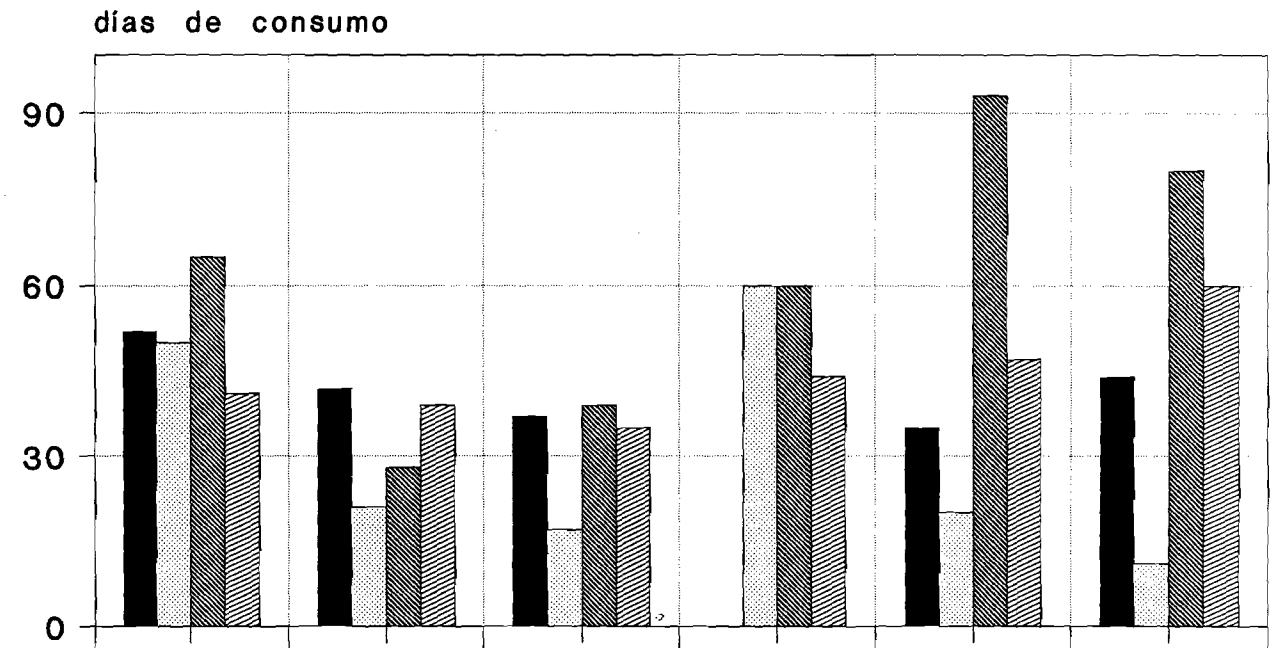
En Costa Rica, RECOPE inició desde 1992 una ampliación de su infraestructura de almacenamiento, financiada con recursos propios. Estas obras incluyen la construcción de tres

---

2/ Véase, RECOPE, *Tecnirecope No. 3*, julio de 1993, pág. 15.

Gráfico 2

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO POR DIAS DE CONSUMO, 1994



	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Petróleo	52	42	37		35	44
Gas Licuado	50	21	17	60	20	11
Gasolinas	65	28	39	60	93	80
Kero/Turbo	74	53	74	120	100	263
Diesel	41	39	35	44	47	60
Fuel Oil	94	41	35	223	73	160

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

tanques de techo flotante, de 100,000 barriles cada uno para petróleo crudo, y uno más del mismo tipo para gasolina, con capacidad de 50,000 barriles. 3/

En El Salvador se duplicó la capacidad de almacenamiento de gas licuado en 1991, y la de crudo se acrecentó 43% en 1992. Adicionalmente, en febrero de 1993 se puso en funcionamiento un nuevo tanque para diesel en la refinería, con capacidad de 59,500 barriles, y a fines del mismo año entró en operación la terminal Texaco, con tanques para 100,000 barriles de diesel. Así, la capacidad salvadoreña cubría, en 1994, un consumo de cerca de 40 días de gasolina, diesel y crudo. Por último, en agosto de 1995 Coastal Technology Salvador inició las operaciones de una terminal en Acajutla, con capacidad de 100,000 barriles de diesel y 140,000 barriles de fuel oil, mientras que Tropigas hizo lo mismo con una terminal de casi 8,000 barriles de gas licuado.

En Guatemala, la empresa eléctrica Enron recibió el primer embarque de fuel oil en su terminal de 200,000 barriles en enero de 1993. Por su parte, en Honduras, durante el primer trimestre de 1991, inició actividades una terminal de almacenamiento de derivados en la costa atlántica, propiedad de la empresa nacional Petrotela, con una capacidad de 280,000 barriles, que equivalen a poco más del 50% de la existente hasta ese momento en todo el país. A fines de 1993 se agregaron 425,000 barriles más de capacidad, con la puesta en marcha de la terminal Petrosur, ubicada en la costa del Pacífico. Con todo, el almacenamiento hondureño cubriría 60 días de consumo de gasolina y 43 días de diesel, a los niveles de demanda de 1994.

En Panamá se ha licitado en renta la enorme infraestructura de almacenamiento estratégico localizada en la Zona del Canal, cuya propiedad fue revertida por el Gobierno de los Estados Unidos como parte del Acuerdo Torrijos-Carter.

3. Las importaciones de crudo y productos derivados

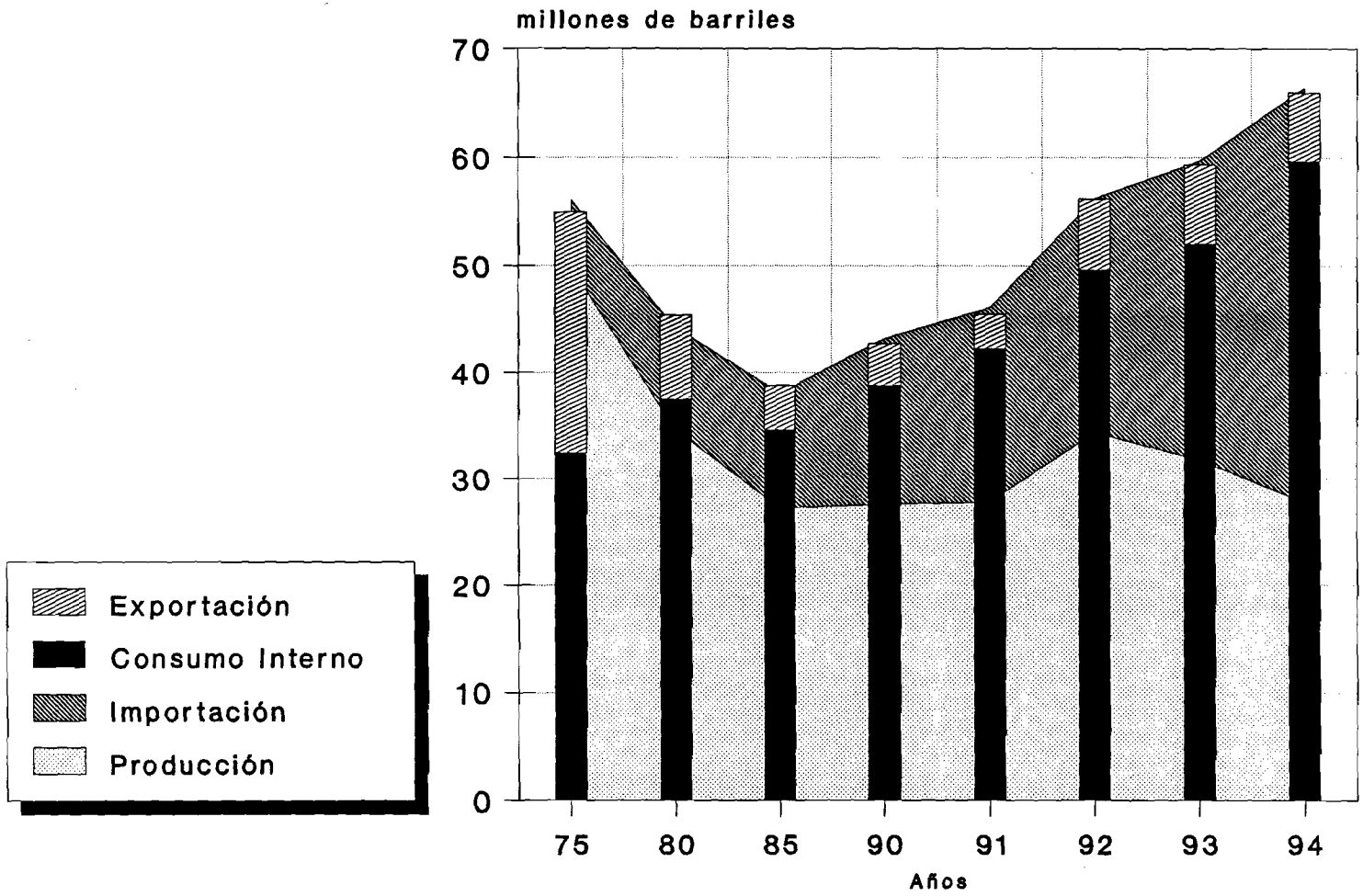
a) Volumen y estructura de las importaciones

La competitividad de los productos refinados en el mercado mundial se elevó en los últimos años, como resultado de la reestructuración de la industria refinadora. Los precios relativamente bajos de los derivados, en comparación con los observados entre los crudos, han ofrecido incentivos económicos a los países importadores para disminuir la producción de sus refinerías no competitivas y ampliar la importación de productos limpios. Esto se ha reflejado en los países del Istmo Centroamericano en la tendencia a reducir la importación de crudos naturales, sobre todo de las calidades pesadas, en tanto que se incrementaron las compras de productos limpios y de crudos livianos mezclados con derivados, en forma de petróleo reconstituido. Las refinerías han operado básicamente para satisfacer la demanda de búnker, recurriendo al mercado externo para suplir faltantes de los otros productos (véase en el gráfico 3 el balance de derivados.)

3/ Véase, *Tecnirecope No. 2*, noviembre de 1992, págs. 6 a 8.

Gráfico 3

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE DERIVADOS DEL PETROLEO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Las importaciones de hidrocarburos de los seis países del Istmo Centroamericano ascendieron, en 1994, a 67.9 millones de barriles, o 186,000 barriles por día, lo que significa un aumento de 11.7% comparado con 1993. Del volumen total importado en la región en 1994, 57% correspondió a productos limpios, 20.7% a crudos reconstituidos y 22.3% a crudos naturales, mientras que en 1993 las proporciones habían sido 45.9, 20.5 y 33.6%, respectivamente. En cuanto al total de derivados importados en la región durante 1994, 45.3% correspondió a diesel y 24.7% a gasolinas de diversos tipos (especialmente sin plomo), proporciones prácticamente iguales a las del año anterior. Asimismo, se adquirieron del exterior cantidades considerables de gas licuado (9.4% del total de derivados), en especial en Guatemala y Panamá. Se reporta un notable crecimiento de las compras de fuel oil durante los últimos años, a causa de los requerimientos de este combustible en la generación de electricidad. Mientras que en 1990 su importación había sido casi nula, en 1994 representó 14.6% de los derivados importados. Por otro lado, Nicaragua continuó adquiriendo volúmenes muy pequeños de productos limpios.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1994 fue de 1,331 millones de dólares (cif), 9.9% superior al año precedente. Pese a que los niveles de precios en 1994 fueron apreciablemente inferiores a los de 1993, el crecimiento porcentual de la factura sólo fue ligeramente menor que el correspondiente al volumen importado, debido principalmente al aumento de la participación de los derivados entre los hidrocarburos totales adquiridos del exterior. Sin embargo, el peso de la factura petrolera con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó en la mayoría de los países —de 8.7% en 1993 a 8.4% en 1994, para el agregado regional—, como resultado del fuerte dinamismo de la actividad externa de la economía de la región. En 1994 esta proporción fue de 6.9% en Costa Rica, 17.9% en El Salvador, 12.5% en Guatemala, 14% en Honduras, 23.7% en Nicaragua y 4.1% en Panamá.

En la región se importan derivados mezclados con crudo en forma de petróleo reconstituido. Una de las causas de este hecho radica en que el Acuerdo de San José no incluye todavía en forma explícita la importación directa de refinados, pero sí de las mezclas de crudos y derivados. Por otro lado, conviene mencionar que es más fácil manejar el crudo reconstituido y menos costoso que adquirir cantidades limitadas de diversos productos limpios, los cuales precisan de medios de transporte y almacenamientos separados.

Los productos refinados, incluyendo los contenidos en el petróleo reconstituido, representaron 66.7% del total importado en 1994, frente a 55.5% en 1993. Esto confirma la tendencia histórica de que el volumen de las importaciones de derivados crece más que las compras de crudos naturales. Finalmente, existen diferencias significativas entre países con respecto a la importación de crudo frente a la de derivados del petróleo (véase el cuadro 2).

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACION DE LOS DERIVADOS DEL PETROLEO EN LAS IMPORTACIONES TOTALES DE HIDROCARBUROS

(Porcentajes)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1986	27.7	15.3	69.3	74.6	22.7	25.4
1987	33.5	25.9	59.0	66.8	32.9	10.2
1988	33.9	36.7	72.4	57.8	27.2	20.5
1989	35.5	36.6	73.9	52.0	30.9	21.2
1990	59.2	39.2	71.0	49.6	20.8	12.4
1991	67.8	41.8	68.8	56.3	49.7	24.6
1992	57.2	51.8	68.4	69.2	53.6	14.0
1993	61.7	53.1	70.4	100.0	57.0	20.9
1994	67.1	65.2	73.1	100.0	58.6	49.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Incluye los derivados contenidos en los crudos reconstituidos. Los datos para calcular esta desagregación de los derivados se comenzaron a recopilar a partir del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania.

Panamá, por la sobrecapacidad de su refinería y la exportación masiva de productos pesados, adquiere la menor cantidad relativa de derivados; sin embargo, el fuerte incremento en 1994 se debió a que la refinería no operó durante el cuarto trimestre. En el otro extremo, Guatemala posee una capacidad de refinación de productos livianos y medianos inferior a la elevada demanda interna, y Honduras cerró su refinería. Los cambios en la evolución histórica obedecen a causas diversas. En ese sentido, Nicaragua optó por una nueva política de abastecimiento consistente en comprar sólo reconstituido, y no crudo natural, con importación directa de productos limpios limitados a los pequeños consumos de la costa atlántica. Costa Rica, por su parte, aumentó las importaciones de derivados, a consecuencia de interrupciones prolongadas en la operación de la refinería durante 1990 y 1992.

b) La procedencia de las importaciones

La procedencia de las importaciones de hidrocarburos había mantenido una estructura relativamente definida durante la década de los ochenta. Se caracterizaba por la participación hegemónica de México y Venezuela (alrededor de dos tercios del abastecimiento total de la región), con ligera predominancia de este último país, debido al suministro adicional de productos refinados fuera del Convenio de San José. No obstante, a partir de 1989 se presentaron cambios muy significativos en el

origen de las importaciones, entre los cuales destacan el crecimiento vertiginoso de los Estados Unidos (hasta ocupar el segundo lugar), la participación relativamente estable del Ecuador (como tercera fuente de suministro de hidrocarburos al Istmo Centroamericano), y el descenso de México al cuarto sitio. Posteriormente, entre 1992 y 1994, las fuentes de aprovisionamiento se diversificaron aun más. Como resultado, la participación del grupo de los cuatro países antes citados descendió de 94.6% en 1991 a 86% en 1994 (véase el gráfico 4).

Venezuela 4/ continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano. Con todo, su participación reciente ha aumentado de manera sensible. Después de que en 1992 había caído a 31.3%, se incrementó a 39.8% en 1993 y a 51.8% en 1994, la más alta en su historia, con 35.2 millones de barriles. Este dinámico desempeño se debió principalmente al suministro de productos limpios, que pasó de 3.6 millones de barriles en 1992 a 8.8 millones de barriles en 1993 y a 16.1 millones de barriles en 1994, aunque con un incremento apreciable en petróleo crudo y reconstituido durante este último año. De 1993 a 1994, la participación de los Estados Unidos bajó de 21.4 a 18.1%, la de Ecuador de 11.9 a 11.7% y la correspondiente a México de 10.1 a únicamente 4.4%.

Si sólo se toma en cuenta el crudo, sin los derivados del petróleo reconstituido, se observa que la participación de México ha sufrido una caída vertiginosa, de 44.9% en 1988 a 13.5% en 1993, y a sólo 2.1% en 1994. Es de subrayar que, entre 1991 y 1993, México prácticamente sólo abasteció de crudo a Costa Rica, El Salvador y Honduras (mientras operó su refinería), en tanto que Venezuela lo hizo a toda la región, aunque de manera relevante sólo a El Salvador, Nicaragua y Guatemala. En 1994 suministró la totalidad de petróleo a los primeros dos países y 89% al tercero. Durante los últimos cuatro años, entre 70 y 90% de las ventas de crudo que realizó el Ecuador en el Istmo Centroamericano se dirigieron a Panamá; el resto tuvo a Guatemala como destino principal.

Respecto de los derivados del petróleo, incluyendo los correspondientes al reconstituido, Venezuela había mantenido la supremacía absoluta como abastecedor de la región. 5/ Sin embargo, el fuerte dinamismo de los Estados Unidos le llevó a ocupar, en 1991 y 1992, el papel preponderante en el suministro de productos refinados (50% de participación en el segundo año citado). Desde 1993 Venezuela ha recuperado su posición; en 1994 su participación se elevó a 50.1%, mientras que Estados Unidos cubrió únicamente 27.2%. En este último año, los derivados de Venezuela tuvieron mercado relevante en los seis países de la región.

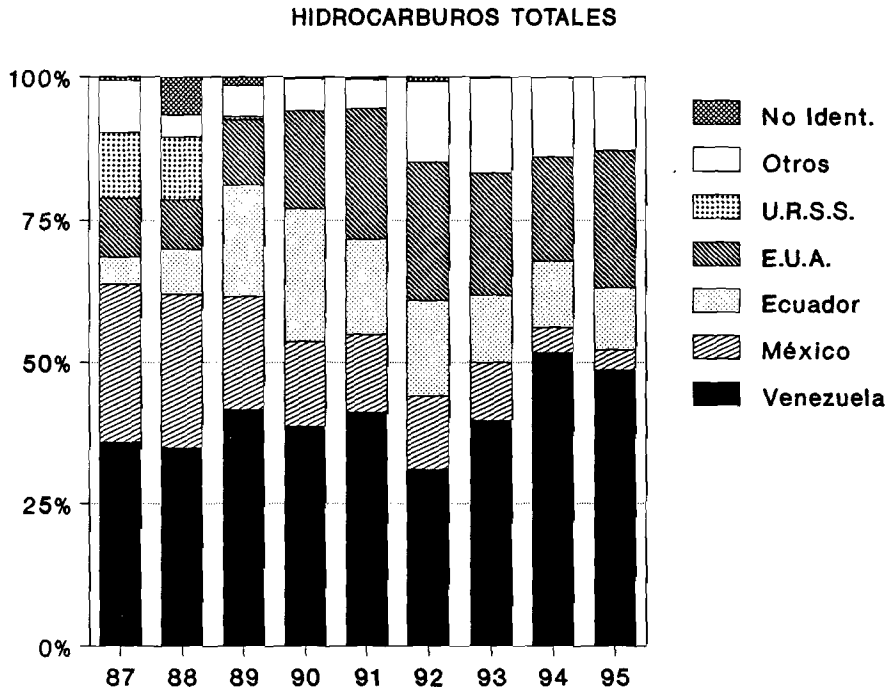
Destaca el papel de México en el abastecimiento de gas licuado ya que, a nivel regional, suministra alrededor de 50% de las importaciones totales de este producto, proporción que rebasa 80% en Costa Rica y Guatemala, aunque es nula en El Salvador y Nicaragua.

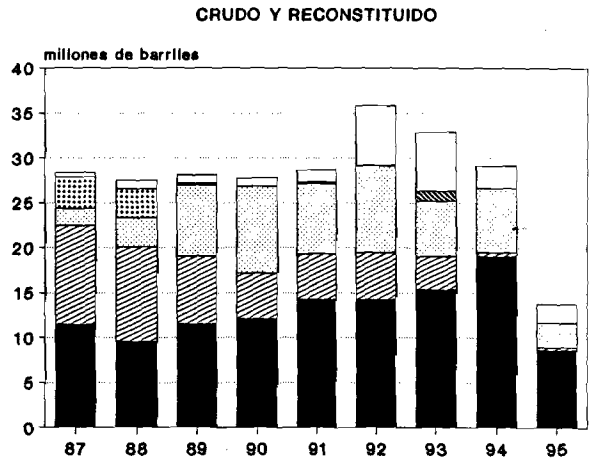
4/ Los productos limpios provenientes de Curaçao se consideran suministros venezolanos desde 1987, en razón de que la Refinería Isla fue arrendada por 20 años por Petróleos de Venezuela.

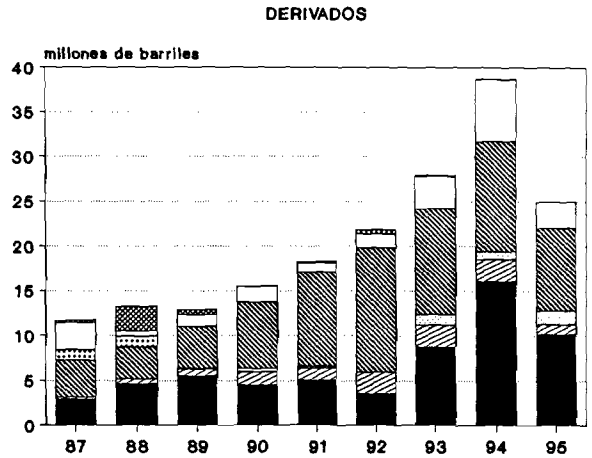
5/ El papel de Venezuela como gran abastecedor de derivados al Istmo Centroamericano durante los últimos años tiene relación con el incremento, en volumen y proporción, de la producción de refinados livianos. En esto influyeron cuatro factores: fuertes inversiones en unidades de desintegración catalítica; flexicoquización y alquilación en sus principales refinerías; mayor disponibilidad de crudos ligeros y medianos, y arrendamiento por 20 años de la refinería de Curaçao.

Gráfico 4

ISTMO CENTROAMERICANO: PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS







Nota: Cifras de 1995 corresponden al periodo enero-junio.

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

c) Los precios de importación en la región

Existen variaciones considerables entre los precios pagados por los países de la región, así como diferencias en los valores de flete para los mismos tipos de crudo o derivados recibidos de las mismas fuentes durante cada período. Evidentemente, éstas se deben en cierto grado a las fluctuaciones de los precios en el mercado mundial del petróleo y de los fletes marítimos, motivadas sobre todo por la oferta y la demanda, según las circunstancias políticas y económicas. Estas variaciones —que ocurren diariamente— se reflejan en el costo de las compras individuales que no se realizan en las mismas fechas. Sin embargo, es importante señalar que se observan diferencias sistemáticas entre los seis países, las cuales merecen un análisis más detallado.

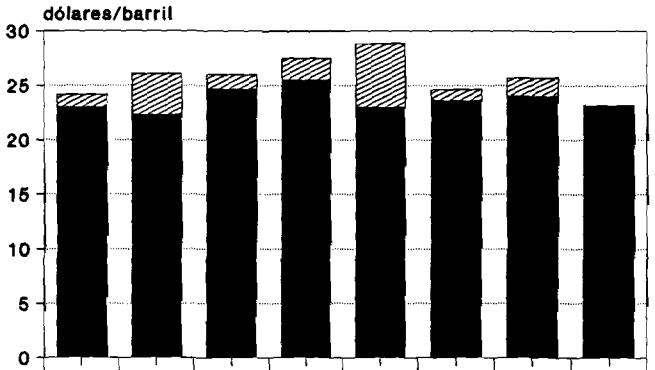
En cuanto a los derivados del petróleo, tomando como ejemplo el diesel —producto de mayor importación—, en el pasado Costa Rica, Nicaragua y El Salvador (los dos primeros con empresas estatales a cargo de la importación total de derivados) habían comprado a un precio fob más bajo que el promedio del Istmo Centroamericano, y muy cercano al precio Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos (véase el gráfico 5). Los demás países se ubicaban muy por encima de este índice, siendo Honduras el caso extremo. Sin embargo, es de notar que los fletes de los embarques de productos limpios a El Salvador han sido sistemáticamente más altos que los correspondientes a los buques que descargan en la costa del Pacífico de Guatemala, para los mismos puertos de origen y similares volúmenes transportados; por lo contrario, el costo del transporte marítimo del crudo y reconstituido fue menor para El Salvador que para Guatemala. Los fletes a Nicaragua son los que se pagan más alto en la región; aun así, no son comparables con el resto, puesto que se refieren a embarques muy pequeños (de alrededor de 30,000 barriles) para abastecer la reducida demanda de la costa atlántica del país. En particular, sobresale la capacidad de la empresa estatal costarricense para adquirir los derivados a los precios más bajos del área y con fletes muy competitivos, experiencia que puede ser aprovechada por otros países en apoyo de sus actividades de regulación. En 1994 el único cambio en el comportamiento histórico ocurrió en El Salvador, ya que, con la liberalización del mercado, Texaco facturó a precios promedio 3.64 dólares más altos que los de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

Debe subrayarse que los precios de referencia en las fórmulas aplicadas por los países deberían reflejar las condiciones resultantes de transacciones verdaderas en el mercado petrolero, como sucede con los precios Platt´s para la Costa del Golfo (USGC), no así con los precios notificados del Caribe. Estos últimos son precios establecidos por las principales empresas petroleras trasnacionales con instalaciones en dicha zona. La diferencia entre los costos de importación de los países y los promedios internacionales demuestra la necesidad de una participación más vigorosa por parte del Estado en la supervisión de las actividades de comercialización de hidrocarburos, así como el poder de negociación de los compradores y su flexibilidad para abastecerse en el momento más oportuno, sin limitaciones por falta de capacidad de almacenamiento, escasez de divisas o trámites administrativos.

PRECIOS CIF DEL DIESEL IMPORTADO

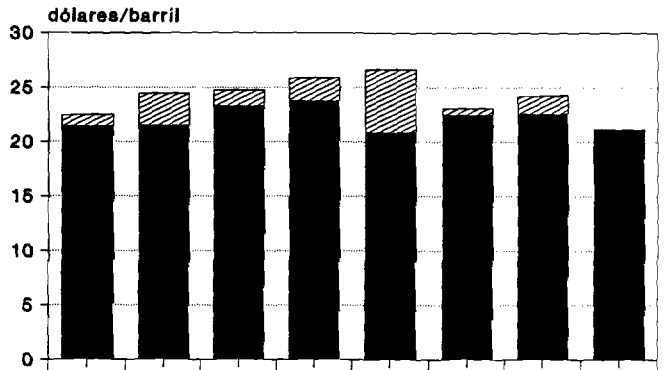
Gráfico 5

1992



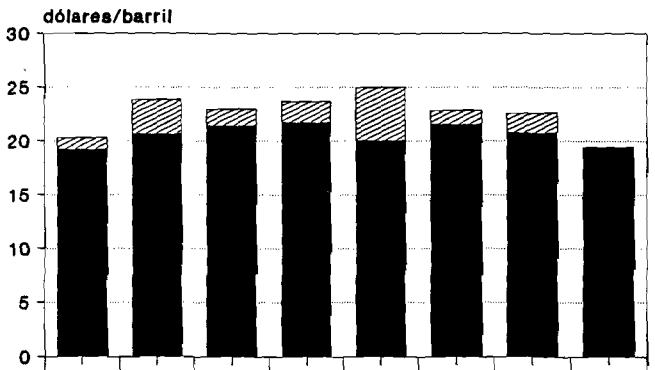
	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.	Platt's
CIF	24.14	26.07	26	27.5	28.87	24.64	25.7	
Flete	1.14	3.77	1.33	1.97	5.85	1.04	1.68	
FOB	23	22.3	24.67	25.53	23.02	23.6	24.02	23.17

1993



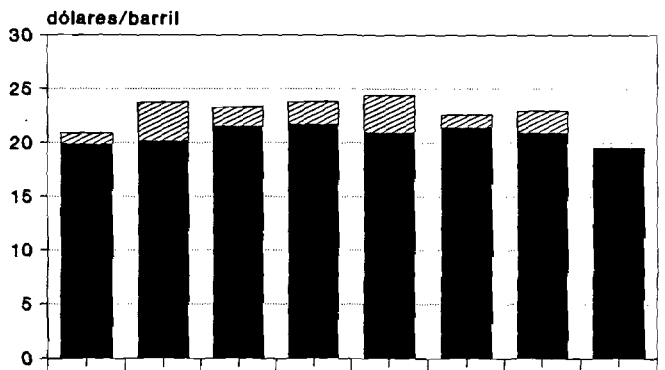
	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.	Platt's
CIF	22.47	24.47	24.73	25.86	26.67	23.07	24.27	
Flete	1.01	2.97	1.43	2.09	5.78	0.61	1.67	
FOB	21.46	21.5	23.3	23.77	20.89	22.46	22.6	21.16

1994



	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.	Platt's
CIF	20.29	23.83	22.95	23.65	24.95	22.81	22.59	
Flete	1.08	3.22	1.56	1.96	4.94	1.28	1.83	
FOB	19.21	20.61	21.39	21.69	20.01	21.53	20.76	19.43

1995 (enero-junio)



	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.	Platt's
CIF	20.87	23.74	23.33	23.79	24.36	22.59	22.93	
Flete	1	3.58	1.82	2.11	3.42	1.19	1.99	
FOB	19.87	20.16	21.51	21.68	20.94	21.4	20.94	19.59

II. LA COOPERACION REGIONAL EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

1. Reuniones a nivel regional

En el período comprendido entre noviembre de 1994 y octubre de 1995, los organismos regionales relacionados con el subsector hidrocarburos —el Foro Regional Energético de América Central (FREAC) y el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC)—, mantuvieron reuniones encaminadas a fortalecer la cooperación en el Istmo Centroamericano. A continuación se presenta una relación cronológica de éstas:

a) VII Reunión del FREAC

Se realizó el 8 de noviembre de 1994, en Puerto España, Trinidad y Tabago, en ocasión de la Reunión de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). En su transcurso, los ministros responsables del sector energía de América Central o sus representantes acordaron solicitar a la Sede Subregional de la CEPAL en México, en su calidad de asesor, su apoyo para el fortalecimiento del FREAC. Asimismo, se aprobó el traslado de la Secretaría Protémpore a la República de El Salvador, a partir de abril de 1995. 6/

b) Reunión del CCHAC

En ocasión del Seminario sobre leyes de importación y comercialización de hidrocarburos, llevado a cabo en Panamá, República de Panamá, los Directores Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes tuvieron una reunión del CCHAC, con objeto de revisar la cooperación del subsector. En este sentido, se aprobó la propuesta presentada por la Secretaría del CCHAC para la elaboración de un programa de administración de la demanda de hidrocarburos en la región. Por otro lado, se definieron nuevas fechas para el cumplimiento de resoluciones previas, por parte de algunos países, en temas relativos a la armonización de las especificaciones, comentarios a la propuesta de Convenio Constitutivo del CCHAC, envío oportuno de la información del subsector, etc.

2. Programa CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos. Finalización de la fase V

En vista de la importancia que tiene el abastecimiento petrolero al Istmo Centroamericano, la CEPAL y la Agencia Alemana de Cooperación GTZ suscribieron, a fines de 1986, un convenio de cooperación para la realización de un proyecto orientado a mejorar el abastecimiento de hidrocarburos en la región. La fase V de este convenio se inició en abril de 1993, por un período de dos años. Durante la VI Reunión Regional, en San Salvador, El Salvador, el 4 de octubre de 1994, se revisaron las actividades concluidas hasta esa fecha y se discutió el programa de trabajo para la finalización de la V fase. A

6/ Este traslado nunca se hizo efectivo.

continuación se presentan las actividades realizadas durante el período comprendido entre la VI y VII Reuniones Regionales.

a) Base de datos sobre hidrocarburos

Durante la VI Reunión Regional, los Directores Generales de Hidrocarburos acordaron solicitar a la CEPAL que, además de las publicaciones propias del proyecto destinadas a sus oficinas, se elaboraran versiones para divulgación general, con objeto de difundir la información a todos los niveles. Cumpliendo con ese propósito, la CEPAL, mediante su red de distribución, hace llegar dichos documentos a las autoridades gubernamentales, universidades, organizaciones no gubernamentales, periódicos, empresas petroleras, etc.

b) Estudio anual detallado sobre la situación del abastecimiento petrolero en América Central

Entre octubre de 1994 y octubre de 1995, los consultores del proyecto y funcionarios de la CEPAL prepararon el informe anual correspondiente a 1994, que incluye las estadísticas actualizadas al primer semestre de 1995.

c) Talleres y seminarios sobre temas de importancia para el subsector hidrocarburos

Los días 20 y 21 de abril de 1995 se desarrolló un seminario en el que se expuso un análisis comparativo de leyes, decretos y anteproyectos de importación y comercialización de hidrocarburos, preparado por el consultor internacional del proyecto. Este seminario tuvo lugar en Panamá, República de Panamá, y asistieron representantes de los países del Istmo Centroamericano, a excepción de Honduras. Asimismo, participaron representantes de la Universidad de Texas A&M, y de las empresas petroleras Pennzoil y PEMEX Internacional.

d) Reuniones anuales sobre abastecimiento de hidrocarburos al Istmo Centroamericano

La VII Reunión Regional se llevó a cabo en Managua, Nicaragua, el 2 de noviembre de 1995, con la participación de representantes de cada país de la región, funcionarios de la CEPAL y el consultor internacional del proyecto. Asimismo asistieron la agencia GTZ, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y las empresas petroleras Pennzoil y Pemex Internacional. El objetivo de la reunión anual es analizar problemas comunes de los países, aspectos relacionados con la cooperación bilateral y multilateral, y estrategias de suministro petrolero, así como recomendar y aprobar acciones conjuntas para la resolución de problemas específicos.

3. Solicitudes de cooperación para la extensión del proyecto

En cumplimiento de las resoluciones de la reunión de Ministros y Directores de Hidrocarburos de América Central, realizada en San José, Costa Rica, el 7 de septiembre de 1994, por encargo de la Cumbre de Presidentes de El Guácimo, Limón, Costa Rica, la CEPAL, en coordinación con el CCHAC,

dio seguimiento a las acciones emprendidas a fin de extender el Proyecto. En este sentido, la solicitud de extensión presentada por la CEPAL al Ministerio de Cooperación de la República Federal de Alemania, por medio de la agencia GTZ, tuvo una repuesta ágil y muy favorable. A esta gestión contribuyeron, en primer lugar, el informe presentado por el representante de la GTZ en la VI Reunión Regional del Proyecto, celebrada en San Salvador, en octubre de 1994 y, en segundo lugar, el soporte proporcionado por cada uno de los países de América Central al proyecto, en sus comunicaciones a las respectivas embajadas de Alemania. De esta forma, el Ministerio de Cooperación dio una respuesta positiva a la solicitud de la CEPAL respecto de una VI fase del proyecto, por el período comprendido del 1 de septiembre de 1995 al 30 de abril de 1998.

4. Otras acciones

Sobre la base de solicitudes formuladas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) y el Ministerio de Economía de Honduras, la CEPAL organizó un seminario sobre economía política petrolera en Nicaragua, y otro sobre fórmula de precios en Honduras. En ambos seminarios participaron consultores contratados por la CEPAL, ya sea dentro del proyecto de mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos de la GTZ, o en otros proyectos. Asimismo, es importante resaltar la colaboración brindada por la empresa petrolera de Costa Rica, RECOPE, la cual, a través de la Secretaría Protémpore del CCHAC, envió a ambos seminarios a un especialista en el tema de precios de importación.

III. LOS AVANCES EN LA TRANSFORMACION DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

En el subsector de hidrocarburos se notan algunos avances en las reformas de los marcos legales, como la reducción del papel del Estado en el abastecimiento, la liberalización de los precios de importación y comercialización de productos refinados, etc. Sin embargo, también se advierten ciertos problemas y demoras, especialmente por lo que se refiere a la transformación de las estructuras institucionales relacionadas con la elaboración, promulgación e implementación de las nuevas leyes y reglamentos, así como con la entrada de nuevos participantes en la cadena de abastecimiento. Basándose en el análisis detallado del proceso de transformación del subsector hidrocarburos en la región durante los últimos años, el cual se presentó en el informe anterior, 7/ se proporciona el siguiente resumen actualizado de los avances en cada uno de los seis países.

1. Situación por país

a) Costa Rica

A diferencia del resto de los países del Istmo Centroamericano, en Costa Rica el Estado mantiene el monopolio de la importación y refinación del petróleo, así como la importación y distribución de sus derivados, por conducto de RECOPE. Este manejo de los hidrocarburos fue ratificado formalmente por la Asamblea Legislativa el 9 de agosto de 1993.

La participación privada se limita a la distribución al detalle, la venta al consumidor en estaciones de servicio, la exportación de combustibles y, según la nueva ley de hidrocarburos, a las actividades de exploración y explotación, de acuerdo con el Estado. RECOPE está impedida de vender directamente al consumidor final. La gran mayoría de las 289 estaciones de servicio en el país son operadas por propietarios nacionales privados; sólo 15 son manejadas por Shell, Texaco y Mobil, que representan el 9% de las ventas totales de las estaciones de servicio, y son especialmente importantes en la venta final de gasolina súper. El volumen promedio de ventas de gasolinas es aproximadamente de 6,300 barriles anuales por estación. En el mercado de gas licuado intervienen Tropigas y Gas Z; además, está por iniciar operaciones una nueva empresa, Unigas, y Elf ha mostrado interés en participar. Con excepción de un poliducto operado por RECOPE, el transporte de combustibles está a cargo de empresarios privados.

A pesar de que no existe un mercado libre para la importación y de que hay poca competencia en la cadena de suministro, Costa Rica ha logrado comprar crudo y derivados en el mercado internacional a un costo muy conveniente; ello ha permitido ofrecer precios al consumidor relativamente bajos, en comparación con los demás países de la región. Todo esto ha sido posible gracias al sistema de licitación establecido por RECOPE en las compras internacionales y la contratación de transporte marítimo, así

7/ Véase, CEPAL, *Istmo Centroamericano: Informe sobre abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados al primer semestre de 1994* (LC/MEX/L.267), 18 de abril de 1995, pág. 34.

como por el mecanismo de ajustes automáticos a los márgenes y a los precios internos, según las fluctuaciones de los precios internacionales.

En el marco institucional, el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas rige las actividades del subsector hidrocarburos. Por su parte, el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) tiene la responsabilidad de fijar los precios internos de los combustibles, las tarifas de transporte terrestre y los márgenes de comercialización de distribuidores y expendedores, sobre la base de estudios técnicos y de acuerdo con dos procedimientos: i) fijación ordinaria a principio de año, con objeto de cubrir necesidades de efectivo, y ii) fijaciones extraordinarias por comparación continua entre el precio estimado y el precio real, tomando en cuenta la tasa de cambio de la moneda. En contraste, el precio del gas licuado ha sido siempre totalmente libre, aunque está en vías de ser regulado.

b) El Salvador

Durante muchos años la base del sistema de abastecimiento del país fue el monopolio del Estado sobre la importación de petróleo, así como el control de los precios y márgenes de comercialización. En el marco de la política de reestructuración económica, en septiembre de 1992 se eliminó el control estatal de los precios al consumidor de los productos derivados del petróleo, excepto los precios subsidiados del gas licuado y el diesel para transporte público. A partir de 1994 el gobierno dejó de participar en la importación de crudo y derivados. Además, con el Acuerdo Ministerial No. 46, desde el 28 de enero del mismo año se encuentra en vigencia el Sistema de Precios de Paridad de Importación (SPPI), en el cual se basa el cálculo de los precios máximos de facturación de la refinería e importadores a las compañías distribuidoras.

El ente regulador del subsector es la Dirección de Energía, Minas e Hidrocarburos, que funciona desde 1992 como parte del Ministerio de Economía. Esta Dirección regula y controla las operaciones de descarga de petróleo y derivados, su calidad (mediante pruebas directas) en todas las etapas de la cadena de abastecimiento, así como la precisión de las bombas de estaciones de servicio; también calcula los Precios de Paridad de Importación (PPI) y vigila los precios al consumidor.

Los avances más recientes en materia de regulación consisten principalmente en la elaboración del Acuerdo No. 279, del 26 de mayo de 1995, que prohíbe, a partir del 1 de julio de 1996, la importación y comercialización de todo tipo de gasolina (excepto la de aviación) con contenidos superiores a 0.05 gramos de plomo por galón. Además, están a punto de concluirse las normas y especificaciones de calidad de los combustibles. En mayo de 1995 entraron en operación dos laboratorios móviles para el control de la calidad y la cantidad de los hidrocarburos manejados en las diversas etapas de la cadena de abastecimiento.

Con respecto a la estructura de la industria, en la parte superior de la cadena de abastecimiento en El Salvador se ubica la refinería —propiedad de Esso y Shell—, que es el principal importador de hidrocarburos, así como dos actores más dedicados a la importación de diesel: Texaco, que cuenta con terminal desde diciembre de 1993, y la CEL, para uso exclusivo en la generación de electricidad. La participación en el volumen total de hidrocarburos importados en 1994 fue de 74.6, 6.6 y 18.8%, respectivamente, para las tres empresas antes mencionadas. La venta al consumidor final la realizan Esso, Shell y Texaco, con 50, 29 y 21% del mercado en 1994 (excluyendo el consumo nacional de gas licuado y el diesel importado por la CEL para uso propio). Se cuenta con un total de 259 estaciones de

servicio, con un volumen promedio de ventas de gasolinas de 8,100 barriles anuales, el mayor en la región. Cabe destacar que la fuerte participación de la Esso se debe principalmente a que maneja la mayor parte del mercado industrial de fuel oil y la totalidad de las ventas de este producto a la CEL. En efecto, si se toman como referencia sólo las ventas realizadas en estaciones de servicio, las proporciones antes citadas serían de 35, 38 y 27%.

Nuevos participantes en la industria han aparecido recientemente como resultado de la política gubernamental de facilitar y fomentar la inversión privada en todos los eslabones del subsector, en particular por el apoyo a la construcción y operación de terminales de importación y de infraestructura de almacenamiento de combustibles. Así, en agosto de 1995, Coastal Technology Salvador, autorizado como importador y comercializador, inició las operaciones de una terminal en Acajutla, con capacidad de 140,000 barriles de fuel oil y 100,000 barriles de diesel. Aunque tiene previsto el suministro a otros clientes, en un principio se maneja como plantel de almacenamiento de su subsidiaria creada también recientemente, Nejapa Power Company, autorizada como importador de combustible para generación de electricidad en su propia planta (80 MW). Por otra parte, el 31 de agosto de 1995 entró en funciones el nuevo plantel de almacenamiento de Tropigas de El Salvador, con capacidad cercana a 8,000 barriles, que se dedicará exclusivamente a la importación, envasado y venta de gas licuado.

De la evaluación de los resultados en la aplicación del SPPI se desprenden varias recomendaciones sobre ajustes que no han podido realizarse. En particular, destaca el encarecimiento del precio por la aplicación del recargo de 4.5 centavos de dólar por galón (1.89 dólares por barril), al precio fob de referencia Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USCG). Debe subrayarse que en 1994 la CEL continuó importando a precios fob similares a los de referencia platt's USCG, la refinería lo hizo a un costo semejante al calculado en la fórmula SPPI (que incluye el recargo antes mencionado), mientras que Texaco facturó 3.64 dólares por barril más alto que la CEL, lo cual implica una salida injustificada de divisas. Esta práctica es posible debido a que el SPPI fija únicamente los precios máximos de facturación de los importadores y refinadores a los distribuidores, dejando libre la composición interna del precio paridad de importación y el resto de los márgenes. El seguimiento realizado por la Dirección de Energía, Minas e Hidrocarburos muestra que, al ser liberados los precios, se incrementaron apreciablemente los márgenes en las compañías petroleras y, en menor grado, en las estaciones de servicio. Las diferencias de precios entre las compañías distribuidoras indican que aún existe insuficiente competencia entre ellas.

c) Guatemala

En el pasado, Guatemala fue un caso típico de regulación y control total del sistema de precios y márgenes de los combustibles. La refinería operaba con una ganancia garantizada, mientras que los distribuidores, transportistas y expendedores lo hacían con márgenes fijados por el Estado. Las empresas importadoras facturaban sobre la base de precios reportados en Platt's para el Caribe, los cuales corresponden a precios notificados (**posting**) y no al producto de transacciones de mercado, y son superiores en alrededor de 10% a los referidos en Platt's USCG. Al mismo tiempo, existía un fondo compensatorio que absorbía las diferencias entre los precios al consumidor y el costo real de la importación y distribución de combustibles; además, se sostenía una política de subsidios cruzados de las gasolinas hacia el diesel y el gas licuado.

La reforma del sistema empezó con la Ley de Impuesto a la Distribución del Petróleo y Combustibles del Petróleo de 1992, la cual derogó, entre otras cosas, las disposiciones que regulaban los requisitos a empresas dedicadas a la importación. El 1 de julio de 1993, el Gobierno de Guatemala autorizó por Decreto al Ministerio de Energía y Minas a aplicar los precios Platt's USCG como base de cálculo del costo de importación. Sin embargo, debido a las protestas de las empresas petroleras, el congreso suspendió parte de las nuevas reglas por tiempo indefinido.

El país retomó el paso en el reordenamiento del sistema de fijación de precios de los derivados con la promulgación del Acuerdo Ministerial OM-10-94 del 7 de febrero de 1994, mediante el cual se liberaron los precios y se estableció el procedimiento que deben utilizar las compañías petroleras para determinar los precios de importación para gasolinas y diesel. A fin de mejorar el ordenamiento en la comercialización, se elaboró un Reglamento al Decreto Ley 130-83 del 13 de octubre de 1983, que se publicó en forma del Acuerdo Gubernativo No. 216-95 el 18 de mayo de 1995. Este reglamento contiene definiciones más concretas de los participantes en la cadena de abastecimiento y de los elementos de la fórmula de cálculo de los precios que corresponde a cada uno de ellos. Es importante anotar que se autoriza de nuevo la aplicación de los precios Platt's USCG, como base de cálculo del costo de importación, el cual había quedado suspendido previamente. Sin embargo, a diferencia de los sistemas de otros países, no se definen montos específicos para ciertos factores, dejando la determinación de éstos a las empresas.

La liberalización de los precios trajo consigo la eliminación del sobrecargo a gasolinas y diesel que anteriormente había generado los ingresos al Fondo Compensatorio y permitido el financiamiento del subsidio del GLP para consumo doméstico. Por otro lado, el 17 de febrero de 1995 se emitió el Acuerdo Gubernamental No. 88-95, en el que se fijan sobrecargos compensatorios a las gasolinas superior (0.20 Q./galón) y regular (0.15), diesel (0.05) y fuel oil (0.05), destinados a compensar el subsidio del transporte urbano.

A partir de la desregulación de los precios, la DGH ha asumido la tarea de supervisar el comportamiento de los precios en el mercado internacional y su incidencia en el mercado interno. Mediante muestras representativas de los precios en estaciones de servicio y en las ventas de los expendedores (hasta ahora solamente en la ciudad capital), se trata de detectar distorsiones en la cadena de comercialización, a fin de corregirlas mediante acuerdos con las partes sin intervenir directamente. En virtud del nuevo sistema, las compañías distribuidoras facturan sus productos a los expendedores a precios diferentes, obedeciendo a la estructura de precios particular de cada uno de ellos. No obstante, la Asociación de Expendedores se encarga de sugerir a sus socios el precio a que deben vender sus productos para asegurar un determinado margen de ganancia.

Los principales importadores de productos limpios son Texaco (filial de la refinería) y Esso, con terminales en el Pacífico, así como Shell, con terminal en la costa del Atlántico. Los datos sobre la participación de las empresas en el mercado guatemalteco son considerados confidenciales, práctica contraria a los requerimientos de transparencia en el mercado, en que todos los compradores y vendedores deben conocer íntegramente la información sobre cantidad, calidad y precios. 8/ Sin

---

8/ El libre flujo de información, incluyendo la participación en el mercado, es una condición necesaria para evitar barreras a la entrada de nuevos actores en el mercado, así como para fortalecer la libre competencia.

embargo, cifras estimadas indican que del volumen de derivados producidos localmente e importados por las empresas antes citadas, Shell representa aproximadamente 47%, Esso 23%, Texaco 21% y la refinería 9%. De la producción de esta última, alrededor del 25% se vende a grandes consumidores y el resto tiene como destino principal las compañías importadoras antes mencionadas. Además, la empresa eléctrica Enron, que inició operaciones en enero de 1993, importa directamente el total de sus requerimientos de fuel oil. Existen 574 estaciones de servicio en el país, propiedad de los expendedores que mantienen contratos con las compañías distribuidoras, 281 con Shell, 131 con Esso y 162 con Texaco; el promedio de ventas anuales de gasolinas es de 6,600 barriles por estación. Por otra parte, existen cinco empresas gaseras que reciben el producto principalmente de México. Del volumen total importado en 1994, que representa el 93% del consumo nacional, a Hidrogas correspondió 37%, a Gas Metropolitano 23%, a Gas del Pacífico 21%, a Gas Nacional 16% y a Guategas 3%.

Como parte de la liberalización, durante 1994 iniciaron operaciones dos nuevas empresas importadoras, Liquisa (para usos propios, si bien está autorizada también como distribuidora) y la Quinta Compañía (comercializadora), aunque con volúmenes muy pequeños y concentrados en el diesel recibido de México vía terrestre; sus importaciones significan el 1.6% del consumo nacional de dicho producto. En septiembre de 1995, una empresa destiladora de alcoholes, Darsa, comenzó a importar fuel oil mexicano para consumo propio. Además, se encuentra ya registrada la Compañía de Petróleos y Energía (Copensa), facultada para importar, distribuir y almacenar productos; sin embargo, no ha operado todavía.

d) Honduras

Anteriormente la importación era manejada exclusivamente por la refinería Texaco, operando en virtud de un contrato con ganancias garantizadas dentro del sistema de precios regulados por el gobierno y márgenes fijados para la cadena de distribución.

La liberalización del subsector hidrocarburos de Honduras fue recomendada por organismos financieros internacionales, y debía instrumentarse en dos etapas. La primera, llamada predesregulación, se puso en marcha en noviembre de 1992, con un mecanismo de ajuste automático de precios basado en un concepto de paridad de importación, tomando en cuenta los precios notificados (**posting**) para el Caribe, el reconocimiento de un alto factor de peso muerto en el costo de transporte marítimo, y parámetros de transporte terrestre variables según la zona del país. La desregulación fue total para el asfalto, la gasolina de aviación, las grasas y los lubricantes. En ciertos productos de importancia socioeconómica, como la kerosina y el gas licuado en presentaciones pequeñas, se mantuvieron subsidios en función del precio internacional, previendo su reestructuración durante la siguiente etapa de liberación total. Este sistema ha sido ajustado varias veces, pero la fórmula sigue conteniendo distorsiones que no reflejan condiciones reales del mercado libre.

No obstante, los primeros pasos en dirección al mercado liberalizado tuvieron efectos inmediatos. En ausencia de márgenes garantizados y por altos costos de operación, Texaco decidió convertir la refinería de Puerto Cortés en terminal de almacenamiento de combustibles, para dedicarse a la importación de productos refinados. La compañía hondureña Dippsa construyó terminales en Tela (Petrotela) y en San Lorenzo (Petrosur, operada por la Esso), ubicadas en las costas atlántica y pacífica, respectivamente. Por otro lado, las empresas importadoras han amenazado con reducir el suministro debido a desacuerdos sobre los precios fijados según el sistema vigente. Durante el primer semestre de

1995 se elaboró, con la asistencia de consultores del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la propuesta final sobre un nuevo sistema de control de precios máximos al consumidor, para gasolinas, diesel, kerosene, fuel oil y gas licuado. El anteproyecto establece una fórmula basada en precios de referencia Platt's USCG más un centavo de dólar por galón, mientras que el resto de sus componentes son similares a los que se usan en El Salvador y Nicaragua. El Ministerio de Economía y Comercio se dio un plazo para su revisión, ajuste y puesta en práctica.

El nuevo gobierno reiteró la decisión política de seguir con el programa de reformas, propiciar las condiciones adecuadas para la participación privada y competitiva, y asegurar al consumidor de productos petroleros los servicios y bienes de mayor calidad al costo mínimo. Sin embargo, quedan sin definir las responsabilidades institucionales en las demás funciones de fiscalización y vigilancia del subsector.

Las disposiciones de la ley de hidrocarburos que se aplican a la infraestructura petrolera, limitan la entrada de nuevos participantes en la cadena de abastecimiento porque requieren aprobación legislativa en cada caso. El problema institucional se complica todavía más debido a que la legislación relativa al transporte encarga al ministerio de este sector la autorización y fiscalización sobre la construcción y operación de estaciones de servicio e igualmente contiene algunas condiciones restrictivas para la apertura del mercado a nuevos distribuidores. Otras medidas importantes en relación con las reformas del subsector están pendientes, como la propuesta de normas de calidad de los productos petroleros. Con relación a esto, se estudia la posibilidad de prohibir el uso de gasolina con plomo en el futuro cercano. Por otro lado, por las experiencias en la fase inicial del proceso de liberalización en Honduras y otros países de la región, el gobierno está consciente de la necesidad de desarrollar un plan de abastecimiento alternativo para contingencias en caso de interrupciones del suministro. Consecuentemente, se incluyó en el Anteproyecto de Ley de Importación y Comercialización, entre otras disposiciones, algunas sobre inventarios mínimos, un sistema de información y el derecho de intervención por parte de las autoridades.

Cabe agregar que se han eliminado totalmente los subsidios del diesel, gas licuado en envases de 100 lbs, avjet, fuel oil y kerosene de uso industrial, y se redujeron los del kerosene de uso doméstico y del GLP en envases de 25 lbs, los cuales desaparecerán una vez liberados los precios.

Además de las tres empresas importadoras citadas al inicio, en 1995 Shell participó apreciablemente en esta actividad, aunque sin terminales propias. El país cuenta con más de 320 estaciones de servicio, de las cuales sólo el 10% son propiedad de particulares y el resto pertenece a las compañías petroleras que las arriendan a operadores privados; el promedio de ventas anuales de gasolina es de 5,900 barriles por estación. Durante el primer semestre de 1995, la participación en el mercado fue: 57% Texaco, 23% Petrosur, 8% Petrotela y 12% Shell, sin incluir en estas cifras al gas licuado. Es de destacar que, en la actualidad, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) adquiere sus combustibles en el mercado local, con sobrecostos significativos. A fin de obtener precios más favorables en el mercado internacional (como la CEL en El Salvador), se está preparando la importación directa de fuel oil y diesel por parte de la ENEE, vía licitación internacional, haciendo uso de las terminales privadas, por medio de contratos con los operadores. La compañía ha creado un grupo de trabajo y un programa de entrenamiento para encargarse de este tema y también operará un laboratorio de control de calidad para diesel, residuales y lubricantes.

La comparación entre los problemas que se presentaron hasta la fecha con la aplicación de reformas del subsector hidrocarburos en Honduras y los observados en otros países, confirma la

conclusión de que la liberalización es un proceso difícil que debe llevarse a cabo en forma ordenada y gradual. A pesar de la voluntad política expresada continuamente por el Gobierno de Honduras, así como de las presiones y de la asistencia técnica por parte de las instituciones internacionales, el objetivo de la primera fase todavía no se ha podido alcanzar. Este hecho obedece, por un lado, a la falta de una adecuada estructura institucional y, por otro, a las características y tamaño del mercado, el grado limitado de competencia actual y las fuertes presiones de las empresas petroleras.

e) Nicaragua

Hasta el primer trimestre de 1995, Nicaragua también tenía un sistema de precios y márgenes fijados y basados en precios "cost plus" de la refinería, que garantizaba las ganancias de los participantes en la cadena de abastecimiento. La importación, transformación, comercialización y distribución de hidrocarburos se realizan hasta la fecha sobre la base de una serie de decretos, reglamentos y decisiones del gobierno, los cuales abarcan algunas áreas y dejan gran parte de los aspectos relacionados con tales actividades sin un reglamento sistemático. Como en otros países de la región, la reestructuración del marco legal vigente y la reorganización institucional han sido fomentadas por iniciativas y asistencia técnica de organismos internacionales. Con todo, en Nicaragua se alcanzaron avances muy importantes en corto tiempo, a pesar de las muy difíciles condiciones políticas y económicas. Esto fue posible, por una parte, gracias a la voluntad política del gobierno para tomar medidas concretas y defenderlas contra la oposición de intereses particulares dentro y fuera de la administración pública, y por la otra, debido a la experiencia directa en el manejo de un sector importante de la cadena de abastecimiento que estaba en manos de un grupo de profesionales del Instituto Nicaragüense de Energía (INE) y de la empresa estatal Petronic.

Desde que en 1992 se suprimió la exclusividad del Estado en la importación de hidrocarburos, el paso más importante en dirección a la liberalización del sistema de suministro fue la promulgación del Decreto 56-94, del 20 de diciembre de 1994, que entró en vigor el 1 de enero de 1995. En él se definen las atribuciones del INE como ente regulador dentro del nuevo marco legal y las obligaciones de los participantes en la cadena de abastecimiento. El papel del Estado se redujo a la autorización inicial de los participantes en la cadena de abastecimiento, al seguimiento y a la fiscalización de leyes y normas que aseguren la libre competencia, la protección al consumidor, la seguridad pública y el medio ambiente. Adicionalmente, se estableció el requisito de permisos y licencias para construcción y operación de instalaciones y otras actividades, un sistema de información obligatorio, inventarios mínimos y sanciones ante el incumplimiento de las obligaciones definidas por la legislación. Además, el decreto introdujo un nuevo mecanismo de ajustes automáticos y de control de precios máximos al consumidor, para la gasolina regular, diesel, kerosene y gas licuado, basado en una fórmula de paridad de importación, con referencia a los precios publicados en Platt's para la costa del Golfo de Estados Unidos (más 0.42 dólares por barril en el caso de los tres primeros productos), el cual entró en vigencia el 1 de abril de 1995, como un sistema transitorio hasta la liberalización completa que ya se aplica al resto de los derivados del petróleo. Si bien el decreto establece algunas reglas del juego para la evolución del mercado competitivo, aún no existen en el país las condiciones necesarias para el desarrollo de la competencia, a consecuencia del reducido número de empresas petroleras privadas y las limitaciones de infraestructura. Por estas razones, se mantuvo el control de los precios máximos al consumidor como medida temporal.

Otros avances recientes en la reforma del marco legal de subsector hidrocarburos se refieren al Acuerdo Ministerial del INE sobre las especificaciones de calidad de los derivados del petróleo, así como

al reglamento de permiso y evaluación del impacto ambiental para las actividades de exploración, construcción de terminales, oleoductos, gasoductos y plantas de refinación. Además, en enero de 1995 fue presentado ante la Asamblea Nacional el Proyecto de Ley de Exploración y Explotación. De igual manera, el Anteproyecto de Ley de Suministro de Hidrocarburos, que constituye la segunda fase del nuevo marco legal para la importación y distribución, quedó concluido en junio de 1995 y fue sometido a la Asamblea Nacional para su aprobación.

Es importante puntualizar que el Gobierno hasta la fecha no ha decidido privatizar Petronic, y la mantiene como empresa estatal de giro comercial, sin privilegios sobre el resto de los participantes, pero libre de las restricciones y cargas típicas de una entidad pública. Con esto se busca retener un instrumento para casos de emergencia e interrupciones del suministro, así como asegurar la existencia de un actor adicional en el mercado, no expuesto al riesgo de ser controlado por alguna de las pocas compañías petroleras asentadas en el país. La privatización total o parcial queda pendiente como opción futura según el desarrollo de la estructura del mercado.

De acuerdo con un plan de contingencia, Petronic adquirió y expandió capacidades de almacenamiento en Puerto Corinto, y ha construido las instalaciones necesarias para la descarga y transferencia de productos importados por vía marítima. En cooperación con Shell, que rehabilitó sus instalaciones en el mismo puerto, Petronic inició la importación directa de diesel y gasolina en agosto de 1995. También Tropigas, luego de superar dificultades iniciales, está importando el 100% de sus requerimientos vía terrestre, logrando obtener precios aproximadamente 0.10 dólar/galón más bajos que los ofrecidos por la refinería local; además, realiza inversiones adicionales para el mejoramiento de su capacidad de almacenamiento, y se han manifestado intenciones de construir una terminal de recepción marítima. Por otra parte, la nueva empresa eléctrica estatal, Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL), convocó y concluyó exitosamente la primera licitación internacional para la importación directa de sus requerimientos de fuel oil destinados a su planta principal cerca de Puerto Sandino, después de negociaciones difíciles con la Esso como propietaria del oleoducto que conecta la Planta Nicaragua con la terminal marítima. La pérdida de este abastecimiento de casi un millón de barriles de fuel oil por año representará un problema muy serio para la sobrevivencia de la refinería.

En vista de la promulgación del Decreto 56-94, la creación de la ENEL y la orientación comercial prevista para PETRONIC, se reorganizó el INE, instituyendo nuevamente una Dirección General de Hidrocarburos para encargarse de la administración y fiscalización del subsector. Además, se están creando las condiciones para la implementación de la futura ley de suministro de hidrocarburos.

f) Panamá

A partir del 30 de septiembre de 1992 quedaron sin efecto todos los controles, impuestos, subsidios y recargos relacionados con los precios y fletes de los derivados del petróleo, con excepción del gas licuado en cilindros pequeños. Asimismo, el arancel de importación de los productos derivados fue modificado, lo que redundó en impuestos más bajos. Estos derechos aduaneros (o su equivalente a los productos de la refinería local), así como el impuesto de consumo a las gasolinas, son los únicos gravámenes que se aplican a los derivados del petróleo. En Panamá también se adoptó el sistema de precios de paridad de importación, actualmente el único en la región que toma como base los precios notificados (**posting**) para el Caribe que, como se ha comentado en este documento, son superiores a los publicados en Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

También en septiembre de 1992, el gobierno firmó un nuevo contrato con la compañía Texaco para la Refinería de Panamá. Con este acuerdo, cuya vigencia será de 20 años, la refinería se constituye como la primera "zona libre de petróleo". Este nuevo concepto fomenta el desarrollo industrial para productos de exportación y, al mismo tiempo, facilita al Estado el manejo de los impuestos provenientes de la actividad cuando los productos ingresen al mercado doméstico. Como incentivo temporal a la producción nacional, la refinería aprovecha un arancel de protección en el primer año de 20% sobre el valor cif de los productos derivados que importa la competencia, excepto cuando exista riesgo de desabastecimiento por bajos inventarios. Después, la protección decrece a una tasa de 1% anual, hasta un mínimo de 5% a los 15 años de implantada la medida. Al mismo tiempo, la empresa se comprometió a realizar un programa de inversiones por un monto de 77.6 millones de dólares.

El proyecto de reestructuración incluyó incentivos para empresas petroleras que se conviertan en zonas libres, las cuales gozarán de beneficios tributarios. Las zonas libres son recintos cerrados, con controles aduaneros, en donde se pueden realizar actividades de importación, transformación, almacenamiento, reexportación, trasiego y venta al mercado doméstico de petróleo y derivados.

La Dirección General de Hidrocarburos, del Ministerio de Comercio e Industria, supervisa y regula las actividades relacionadas con el suministro y comercialización de petróleo y sus derivados, así como la actividad incipiente de exploración petrolera.

Al igual que en Guatemala, las cifras de participación de las empresas en el mercado panameño se consideran confidenciales. En el mercado doméstico existen 390 estaciones de servicio: la empresa de capital nacional Delta es propietaria de 107, Shell de 91, Texaco de 87, Esso de 52 y Petrolera Nacional de 53, con mercado en Chiriquí; el volumen promedio de ventas anuales de gasolinas es de 6,500 barriles por estación. La participación de las compañías antes citadas en las ventas de gasolina superior, producto que representa 85% del consumo nacional de gasolina, es aproximadamente de 30, 25, 20, 20 y 5%, respectivamente. En mayo de 1995 la Esso introdujo la gasolina sin plomo y tres meses después lo hicieron el resto de las empresas, con excepción de la Petrolera Nacional. En contraste con los demás países de la región, en Panamá los precios de los combustibles al consumidor final tienen fuertes variaciones entre las estaciones de servicio investigadas (11 centavos de dólar por galón); los precios más altos corresponden a las estaciones de servicio con menores ventas y las ubicadas en rutas de clientes con mayores ingresos.

Por otra parte, el volumen de ventas y el número de actores en el mercado del área del Canal ha sido muy dinámico. Desde el momento en que se aprobó el decreto, se han incorporado cinco nuevas compañías que distribuyen combustible marítimo: Rio Energy, Coastal Energy of Panama, Isthmian Petroleum Supply & Services, Panamerican Technical Services y Atlantic Pacific, esta última asociada con una multinacional y con Petróleos Mexicanos Internacional. Además, se han registrado otras 14 empresas, una de ellas para importar y almacenar gas licuado, actividad que hasta la fecha desarrolla únicamente la refinería.

2. La formación de precios al consumidor en la fase actual de liberalización

Con objeto de iniciar el análisis comparativo de las estructuras de formación de precios al consumidor final de los combustibles en los países de la región, se realizó un ejercicio de cálculo

de la estructura del diesel y la gasolina regular en tres países (El Salvador, Nicaragua y Panamá), aplicando las fórmulas de PPI y considerando los márgenes de comercialización e impuestos. Como en cada país el cálculo de los PPI se realiza en fechas diferentes y con datos históricos de amplitud distinta (de una a cuatro semanas), en este documento se estimaron los PPI con datos de precios internacionales y parámetros de fletes correspondientes a un mismo período en los tres países (del 21 de junio al 4 de julio de 1995), a fin de hacer comparables los resultados (véase el cuadro 3).

Como se mencionó anteriormente, el precio fob que se toma como base en la fórmula de PPI en El Salvador y Nicaragua, corresponde a los registrados en la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USCG), más un premio de 1.89 dólares por barril y 0.42 dólares por barril, respectivamente; mientras que en Panamá se utilizan precios **posting** del Caribe, que son apreciablemente más altos que la referencia USCG. Sin embargo, es de destacar que Panamá tiene bajos PPI, debido a que en la fórmula usa parámetros muy competitivos para el flete y terminal, basados en el total del mercado nacional.

En los tres casos mencionados el flete se estima a partir de la referencia Worldscale, ajustada por un factor de condiciones reales de mercado para tanqueros de aproximadamente 30,000 toneladas de capacidad (alrededor de 240,000 barriles de productos limpios). La diferencia entre los costos de flete calculados con cada fórmula de precios se debe, en parte, a que El Salvador y Nicaragua registran no sólo mayores distancias que Panamá con respecto a los puertos de origen de los productos, sino también el cargo (cerca de 0.50 dólares por barril) por cruzar el Canal de Panamá. El alto costo de flete estimado para El Salvador se vincula también con el uso de un doble factor de economías de escala (ambos para tanqueros de 30,000 toneladas), que aunque metodológicamente es incorrecto, permite considerar que el abastecimiento se hace en cantidades mucho menores de 240,000 barriles. El volumen promedio por embarque de derivados del petróleo es de aproximadamente 90,000 barriles en El Salvador, 30,000 barriles en Nicaragua y 160,000 barriles en Panamá. Sin embargo, el volumen de carga a considerar en las fórmulas es una decisión que tiene que ver más con los objetivos deseables y factibles a mediano plazo que con la práctica actual de abastecimiento.

Por otra parte, en el rubro de operación y margen de terminal, Panamá maneja la cifra más baja (0.89 dólares por barril) y Nicaragua la más alta (1.88 dólares por barril). Las diferencias se deben en gran parte a las capacidades de almacenamiento consideradas en cada caso, que tienen relación con el tamaño del mercado y su distribución entre los actores participantes, así como con la necesidad de fomentar la construcción de nuevas instalaciones para favorecer la competencia. En efecto, Panamá y El Salvador tienen similares volúmenes de ventas al consumidor final; sin embargo, en el primero existe un solo importador regular. La alta cifra por este concepto utilizada en Nicaragua fue establecida considerando el menor tamaño de su mercado nacional con respecto a los otros dos países y, sobre todo, para incentivar las inversiones en almacenamiento de otros posibles importadores, debido a que casi la totalidad de la infraestructura de tanques estaba en manos de la refinería.

En Panamá y El Salvador el sistema PPI establece el precio máximo al que las refinerías y compañías importadoras pueden facturar a las distribuidoras, con márgenes libres para el resto de la cadena de abastecimiento, los cuales se han incrementado con el proceso de liberalización. En cambio, el sistema PPI de Nicaragua regula el precio hasta el nivel del consumidor final, fijando un margen conglobado para el distribuidor y detallista, que en la práctica ha generado precios

Cuadro 3

ESTRUCTURA DE FORMACION DE PRECIOS AL CONSUMIDOR, DIESEL Y GASOLINA REGULAR CON PLOMO

(Dólares por barril)

	DIESEL			GASOLINA REGULAR CON PLOMO		
	El Salvador	Nicaragua	Panamá	El Salvador	Nicaragua	Panamá
Precio promedio Platt's USCG	19.05	19.05	19.05	21.25	21.25	21.25
Premio	1.89	0.42	2.23	1.89	0.42	3.00
Precio fob base de la fórmula	**20.94**	**19.47**	**21.28**	**23.14**	**21.67**	**24.25**
Flete	3.56	2.12	0.84	3.09	1.84	0.74
Seguro	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Pérdidas en tránsito	0.07	0.06	0.07	0.10	0.09	0.10
Carta de crédito	0.09	0.08	0.19	0.10	0.09	0.21
Descarga de tanquero	0.10	0.32	0.13	0.10	0.32	0.13
Pérdidas de almacenamiento	0.03	0.02	0.02	0.06	0.05	0.08
Operación y margen de terminal	1.35	1.88	0.89	1.35	1.88	0.89
Otros	0.05	0.22		0.05	0.24	
Precio paridad antes de impuestos	**26.20**	**24.18**	**23.42**	**28.00**	**26.19**	**26.41**
Márgenes de comercialización y transporte a/	7.61	7.33	12.28	15.44	11.23	16.43
Impuestos y recargos	6.13	14.70	10.50	19.92	50.94	26.04
Precio de venta al consumidor b/	**39.95**	**46.22**	**46.20**	**63.36**	**88.36**	**68.88**

Nota: El precio paridad de importación se calculó aplicando las fórmulas de cada país para un mismo periodo de datos históricos, que comprende del 21 de junio al 4 de julio de 1995.

a/ Abarca compañías distribuidoras, estaciones de servicio y transporte terrestre.

b/ Promedio obtenido de la encuesta a estaciones de servicio en la ciudad capital, en la fecha más cercana al 4 de julio de 1995.

exrefinería más altos que los calculados por el INE, a causa de la existencia de un solo abastecedor en Managua, y la consecuente disminución del margen de comercialización de los distribuidores de combustibles.

En el análisis realizado se aprecian fuertes diferencias en los márgenes de comercialización entre países y productos. El margen del diesel es ligeramente superior a 12 dólares por barril en Panamá, en tanto que en los otros dos países es de alrededor de 7.50 dólares por barril. 9/ En la gasolina regular son apreciablemente mayores, con niveles de aproximadamente 16 dólares por barril en El Salvador y Panamá y de poco más de 11 dólares por barril en Nicaragua. Estos márgenes agregados comprenden tres eslabones de la cadena de abastecimiento: las compañías distribuidoras, las estaciones de servicio y los transportistas entre el puerto y la ciudad capital.

El volumen promedio de ventas de gasolina por estación de servicio es muy reducido, entre 5,000 y 8,000 barriles anuales, según el país, frente a 53,000 barriles por año en México. Esta característica del mercado del Istmo Centroamericano aumenta los costos unitarios del servicio y, en consecuencia, los márgenes brutos de los detallistas y los precios finales. Como comparación, durante el primer semestre de 1995, el margen promedio en estaciones de servicio de los Estados Unidos se estima en 2.55 y 3.52 dólares por barril para las gasolinas regular y superior, respectivamente, 10/ frente a aproximadamente 6.20 y 6.80 dólares por barril en El Salvador a mediados del mismo año.

En la gran mayoría de los países del mundo los gravámenes a la gasolina representan una fracción importante de los ingresos fiscales del Estado. El caso extremo en el Istmo Centroamericano es el de Nicaragua, con casi 51 dólares por barril por este concepto, reflejo de los graves problemas del gobierno para financiar su gasto, por lo que genera el más alto precio al consumidor de gasolina en la región. En contraste, los impuestos al diesel son apreciablemente más bajos, debido a que su principal uso está destinado a actividades económicas, entre ellas el transporte colectivo y de carga. De los tres países comparados, los consumidores de El Salvador se benefician de los menores precios, a consecuencia de los reducidos niveles de impuestos, y a pesar de tener los más altos PPI.

9/ En las mismas fechas, el margen conglobado de distribuidor y expendedor, en Guatemala, fue de poco más de 13 dólares por barril para el diesel.

10/ Calculados sobre la base de cifras publicadas en *Petroleum Marketing Monthly, Energy Information Administration*, Table 8. Específicamente, los márgenes estimados corresponden a la diferencia entre precios de venta al consumidor final (Retail outlet sales) y el facturado por los distribuidores para productos entregados en los tanques de almacenamiento de las propias estaciones de servicio (Dealer tank wagon sales), sin incluir impuestos en ambos casos.

En síntesis, el grado de competencia es todavía insuficiente, lo cual se refleja en buena medida en elevados márgenes de comercialización, especialmente en El Salvador y Panamá. A causa del reducido tamaño de los mercados nacionales, la entrada de nuevos importadores implica desaprovechar las economías de escala en las actividades de transporte marítimo y de almacenamiento. A pesar de estos mayores costos, el aumento de la competencia real puede disminuir los precios al consumidor final, dada la magnitud de los márgenes actuales.

Este documento fue elaborado por la Subsede en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), cuya dirección es Masaryk No. 29, México, D.F., CP 11570, teléfono 2 50-15-55, fax 531-11-51