

c.2

**NACIONES UNIDAS
COMISION ECONOMICA
PARA AMERICA LATINA
Y EL CARIBE - CEPAL**



Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.267
18 de abril de 1995

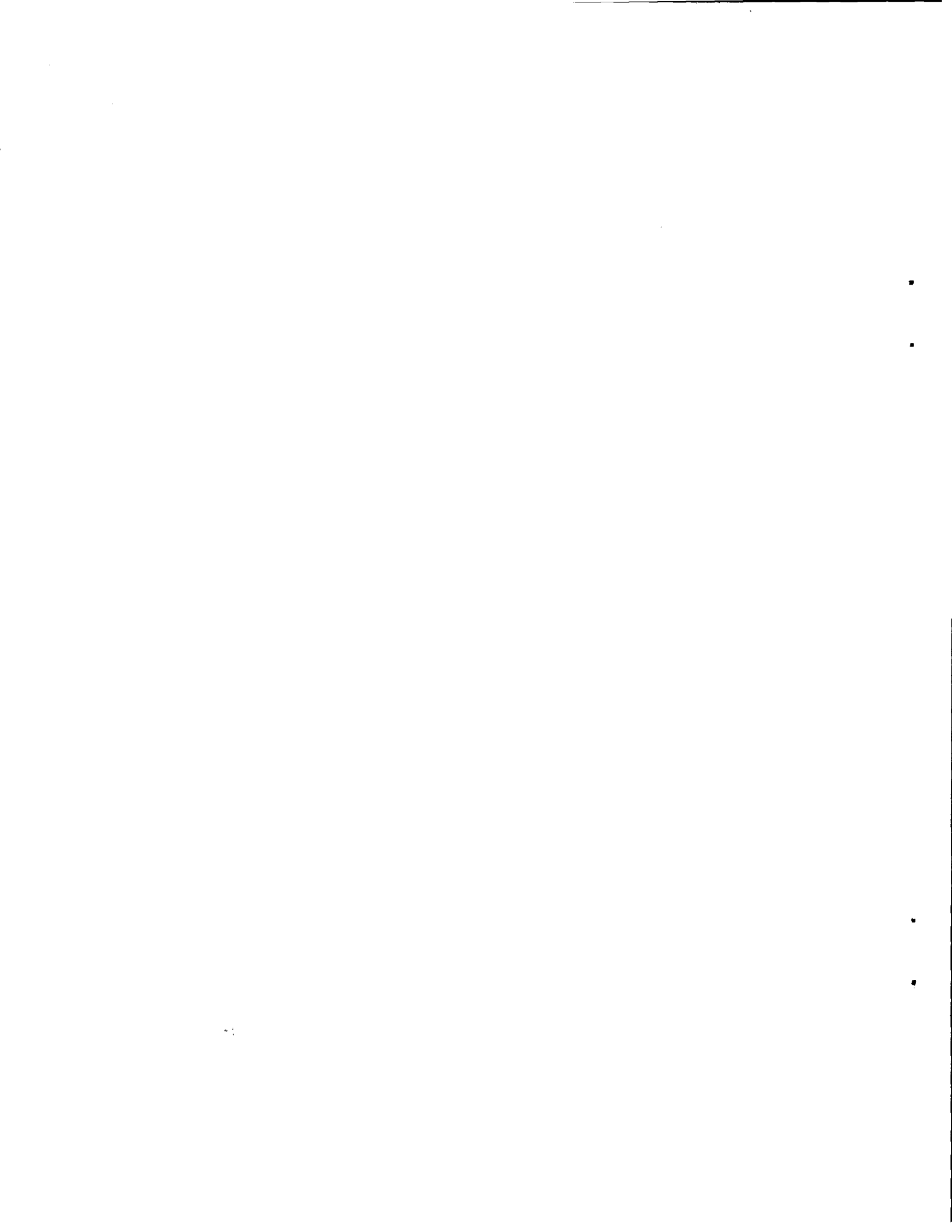
ORIGINAL: ESPAÑOL



**ISTMO CENTROAMERICANO: INFORME SOBRE EL ABASTECIMIENTO
DE HIDROCARBUROS**

DATOS ACTUALIZADOS AL PRIMER SEMESTRE DE 1994

30 JUN 1995



INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION	1
I. RESUMEN EJECUTIVO	2
II. EVOLUCION DE LA SITUACION ECONOMICA EN 1993	5
1. Situación general en Centroamérica	5
2. Panamá	7
III. LA SITUACION ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGION	9
1. La demanda de derivados del petróleo	9
2. La refinación y el almacenamiento	13
3. Las importaciones de crudo y productos derivados	16
a) Volumen y estructura de las importaciones	16
b) La procedencia de las importaciones	18
c) Los precios de importación en la región	20
IV. EL MERCADO MUNDIAL DEL PETROLEO EN 1993-1994	23
V. LA COOPERACION REGIONAL Y LA TRANSFORMACION DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS	26
1. El desarrollo de la cooperación regional del subsector	26
a) Reuniones del subsector hidrocarburos a nivel regional	26
b) Programa CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos	28
c) Nuevo enfoque de la cooperación regional futura	34
2. Los avances en la transformación del subsector hidrocarburos	34
a) Costa Rica	35
b) El Salvador	36
c) Guatemala	38
d) Honduras	40
e) Nicaragua	41
f) Panamá	43

QUESTION

1998

10/15/98

Dear Mr. [Name],

I am writing to you regarding the [Subject].

I have reviewed the [Subject] and find that it is in compliance with the [Regulation].

I am pleased to hear that you are satisfied with the results of the [Subject].

If you have any questions, please contact me at [Phone Number].

Sincerely,
[Signature]

[Name]
[Title]
[Address]
[City, State, Zip]

[Phone Number]
[Fax Number]
[E-mail Address]

[Additional Information]

[Additional Information]

[Additional Information]

[Additional Information]

[Additional Information]

[Additional Information]

[Additional Information]

PRESENTACION

En este documento se presenta el estudio sobre abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano correspondiente a 1993, contemplado en el proyecto de asistencia técnica que se ejecuta en virtud de un convenio entre la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la República Federal de Alemania.

El trabajo contiene una breve descripción de la evolución económica reciente en la región y analiza, de manera comparativa, estadísticas de la situación del abastecimiento petrolero. Asimismo, se expone una actualización de la estructura de la demanda de derivados de petróleo en el Istmo, y de las actividades de refinación y almacenamiento, así como la procedencia de las importaciones de hidrocarburos y los costos del abastecimiento. Se esboza también el desarrollo del mercado internacional del petróleo y su impacto sobre el abastecimiento de la región. Adicionalmente, se proporciona una síntesis de los resultados obtenidos en el estudio especial sobre utilización y beneficios del Programa de Cooperación Energética (Acuerdo de San José) para los países del Istmo Centroamericano y en el seminario-taller sobre la armonización de las especificaciones de los lubricantes a nivel regional. Finalmente, el trabajo reseña los avances en los procesos de reforma de los respectivos subsectores petroleros nacionales, del desarrollo de la cooperación regional del subsector y de las actividades realizadas durante 1993-1994, en el marco del proyecto CEPAL/ República Federal de Alemania. Una versión preliminar de este documento se presentó en la VI Reunión Regional sobre Abastecimiento de Hidrocarburos, celebrada en la ciudad de San Salvador, El Salvador, el 4 de octubre de 1994.

I. RESUMEN EJECUTIVO

Durante 1993 hubo condiciones positivas en varios sentidos para los países del Istmo Centroamericano. La economía de la región registró un crecimiento superior a 4% y la tasa de inflación se redujo, excepto en Honduras y Nicaragua. Los ingresos públicos mostraron cierta mejoría y los esfuerzos por reducir los desajustes fiscales fueron exitosos, salvo en Honduras y Guatemala. Mientras que el desequilibrio externo resurgió como uno de los aspectos preocupantes de la evolución económica, la reducción de aranceles internos en la región, en el marco de la liberalización del comercio, contribuyó a la continuación de la expansión robusta en los intercambios comerciales entre los seis países.

La región se benefició de los bajos precios del petróleo en el mercado mundial. La debilidad de dichos precios resintió la influencia de los desacuerdos dentro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), un aumento inesperado de la producción petrolera en el Mar del Norte y la lenta recuperación de la coyuntura económica en países clave. Así, el precio de la canasta de siete crudos de la organización cayó a partir de junio de 1993, alcanzando en diciembre del mismo año el nivel más bajo del último quinquenio (12.87 dólares por barril).

En 1993 la demanda de derivados del petróleo de la región totalizó 52 millones de barriles, 4.9% superior a la registrada el año anterior; se debe subrayar el crecimiento de El Salvador (13.5%). El volumen de combustible utilizado para la generación eléctrica disminuyó ligeramente en 1993 y representó 16.2% de la demanda total, luego de que este consumo se había triplicado en sólo dos años (1990 a 1992). Por otra parte, el consumo total de combustibles por los usuarios finales se incrementó 6.9%, destacando el caso de las gasolinas (11.4%).

Las importaciones de hidrocarburos de los seis países del Istmo Centroamericano se elevaron 5.3% en 1993 respecto de 1992, con un total de 60.8 millones de barriles. Dicho volumen total se distribuyó en 45.9% de productos limpios, 20.5% de crudos reconstituidos y 33.6% de crudos naturales. Del total de derivados importados por la región durante 1993, 45% correspondió a diesel y 25% a gasolinas de diversos tipos (especialmente sin plomo). Asimismo, se adquirieron del exterior cantidades considerables de gas licuado (cerca del 12% del total de derivados), en especial por parte de Guatemala y Panamá. Los productos refinados, incluyendo los contenidos en el petróleo reconstituido, representaron 55.5% del total importado en 1993, frente a 48.5% en 1992 y 42.5% en 1988. Esto confirma la tendencia histórica que indica un crecimiento más rápido del volumen de las importaciones de derivados que de las compras de crudos naturales.

El valor de la importación de petróleo y derivados en 1993 totalizó 1,225 millones de dólares estadounidenses (cif), superior en 7.5% al del año precedente. Pese a que los niveles de precios en 1993 fueron apreciablemente menores a los de 1992, el crecimiento porcentual de la factura fue ligeramente mayor que el correspondiente al volumen importado, debido principalmente al aumento en la participación de los derivados dentro de los hidrocarburos totales adquiridos del exterior.

Durante 1993 continuó la diversificación de las fuentes de abastecimiento iniciada en 1992, en especial para el petróleo crudo importado por Guatemala y Panamá; en Costa Rica este proceso se dio principalmente en los derivados. Como resultado, la participación agregada de Venezuela,

México, Ecuador y Estados Unidos descendió de 94.6% en 1991 a 83.2% en 1993. El principal abastecedor de la región siguió siendo Venezuela; sin embargo, su ponderación reciente ha variado significativamente (de 31.3% en 1992 a 39.8% en 1993). En el mismo período, la participación de los Estados Unidos pasó de 24.3% a 21.4%, la de Ecuador, de 16.7% a 11.9%, y la de México, de 13% a 10.1%.

En relación con los precios de importación de los hidrocarburos, se constataron variaciones considerables entre los distintos países de la región. De manera similar, se registraron diferencias en los valores de flete para los mismos tipos de crudo o derivados recibidos de las mismas fuentes durante cada período. Evidentemente, esto responde en cierto grado a las fluctuaciones de los precios en el mercado mundial del petróleo y de los fletes marítimos, motivados principalmente por la oferta y la demanda, según las circunstancias políticas y económicas.

En cuanto a los precios de los derivados del petróleo, tomando como ejemplo el diesel, el producto de mayor importación, se observa que Costa Rica, Nicaragua y El Salvador (los dos primeros con empresas estatales a cargo de la importación total de derivados) compraron 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. Los demás países se ubican muy por encima de este índice, siendo Honduras el caso extremo. 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.

Entre noviembre de 1993 y octubre de 1994, los organismos regionales relacionados con el subsector hidrocarburos de la región celebraron una serie de reuniones encaminadas a fortalecer su cooperación. De esta forma, el Foro Regional Energético de América Central (FREAC), a nivel de Ministros del sector, se reunió dos veces, y el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC), una vez. Adicionalmente, debe mencionarse la reunión de Ministros y responsables del subsector hidrocarburos, convocada a raíz de una resolución de la XV Cumbre de Presidentes, con objeto de discutir puntos específicos de relevancia para el subsector petrolero de la región. Por su parte, el programa CEPAL/República Federal de Alemania mantuvo actualizada la base de datos de hidrocarburos y se publicaron los reportes estadísticos trimestrales. Asimismo, durante el primer trimestre de 1994 se elaboró el estudio sobre la utilización y beneficios del Acuerdo de San José para el Istmo Centroamericano, cuyos resultados y recomendaciones fueron aprobados por los representantes de los países. En julio de 1994 se realizó un seminario sobre la armonización de las especificaciones de lubricantes, en la Universidad de Texas A & M, en College Station, Texas.

Las reformas en los subsectores petroleros continuaron durante el período en análisis. De relevancia fue la aplicación en El Salvador y Guatemala, a inicios de 1994, de una serie de medidas encaminadas a liberalizar los respectivos mercados petroleros. Por su parte, en Honduras y Nicaragua se llevaron a cabo estudios o revisiones de programas de liberalización, mientras que Costa Rica y Panamá siguieron aplicando sus esquemas aprobados en los años anteriores.

Aún no hay suficientes elementos para evaluar los resultados de los procesos de liberalización del comercio de hidrocarburos iniciados en cuatro países de la región, aunque algunos datos invitan a revisar críticamente lo realizado. Por ejemplo, el hecho de que en 1994, en El Salvador y

Guatemala se adoptaran como referencia de precios fob los reportados en Platt's para la Costa del Golfo más un margen de 1.89 dólares por barril, equivale aproximadamente a tomar como referencia los llamados precios (posting) Caribe, que son significativamente más altos que los primeros. Honduras utiliza directamente como referencia dichos precios Caribe.

Conviene recalcar que los precios de referencia en las fórmulas aplicadas por los países deberían reflejar las condiciones resultantes de transacciones verdaderas en el mercado petrolero, lo que sí sucede con los precios Platt's para la Costa del Golfo (USGC), no así con los precios de referencia 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.

II. EVOLUCION DE LA SITUACION ECONOMICA EN 1993 ^{1/}

1. Situación general en Centroamérica

La economía de la región centroamericana creció más de 4% en 1993, generando así, por segundo año consecutivo, una moderada elevación del producto por habitante. Al mismo tiempo, los cinco países avanzaron decididamente en el proceso de apertura mediante la reducción sustancial de la protección arancelaria, y además fortalecieron los mecanismos para facilitar los intercambios comerciales al aprobar el Protocolo de Integración Económica. Por otra parte, se prosiguió asignando prioridad a la corrección de los desequilibrios financieros y a mejorar la gestión macroeconómica, en la mayoría de los casos con el apoyo financiero de programas acordados con el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM); de ahí que se mantuviera la tendencia a la armonización de objetivos y políticas económicas.

En general, el desequilibrio externo continuó siendo uno de los aspectos más preocupantes en Costa Rica, Guatemala, Honduras y Nicaragua, país en el que el déficit de cuenta corriente alcanzó magnitudes relativamente elevadas. Aunque la región en conjunto captó considerables recursos del exterior —2,900 millones de dólares, frente a 3,200 millones en 1992—, éstos no fueron suficientes para cubrir sus requerimientos financieros, por lo que las reservas internacionales disminuyeron algo más de 50 millones de dólares. Por otro lado, no se interrumpió el intenso flujo de las remesas privadas y las transferencias oficiales; también fueron significativos los montos de los capitales privados de corto plazo y de algunas repatriaciones, atraídos por las altas tasas de interés. En este contexto, los países del área prosiguieron realizando esfuerzos por reestructurar el endeudamiento externo, de imperiosa urgencia en los casos de Nicaragua y Honduras, que registran los niveles de sobreendeudamiento más severos.

En el ámbito comercial, el valor de las exportaciones de mercaderías de la región alcanzó 5,133 millones de dólares, 10.3% mayor que el de 1992. Se expandieron con vigor las ventas de Costa Rica y El Salvador, y repuntaron las de Nicaragua; a su vez, las de Guatemala y Honduras de nuevo observaron una evolución muy débil. En cuanto a los productos tradicionales, persistieron los precios desfavorables, especialmente para el café, el azúcar, y el algodón; no fue así en el caso de la carne y los mariscos, cuyas ventas se elevaron. El anuncio de la Unión Europea (UE) sobre la aplicación de restricciones a las importaciones de banano provenientes de América Latina ensombreció el panorama de la producción de esta fruta. Por su parte, las exportaciones de productos no tradicionales, tanto intracentroamericanas como al mercado extrarregional, prosiguieron ascendiendo con rapidez, aunque a una tasa inferior a la de los dos años precedentes. Sobresalieron por su sostenido dinamismo las exportaciones costarricenses de productos agrícolas y manufactureros hacia fuera de la región.

^{1/} La información contenida en este capítulo proviene de CEPAL, *Centroamérica: Evolución económica durante 1993* (LC/MEX/L.224/REV.1), 14 de junio de 1994, y *Panamá: Evolución económica durante 1993* (LC/MEX/L.255), 21 de julio de 1994.

También observaron un desempeño relevante los servicios turísticos de Costa Rica, y en menor medida los de Guatemala. Merece destacarse, asimismo, la creciente actividad de las zonas libres instaladas en la región, de las que ha derivado un gran impulso a la actividad maquiladora en El Salvador, Honduras y Guatemala; en Costa Rica, en cambio, hubo signos de estancamiento.

Por otra parte, las importaciones de bienes crecieron (9%), pero se desaceleraron con respecto al muy alto crecimiento registrado en 1992 (25%); con todo, sumaron un monto de 8,531 millones de dólares. Si bien en ello incidió notablemente el desplome de las compras externas de Nicaragua, los demás países —especialmente Costa Rica, El Salvador y Guatemala— redujeron sensiblemente el ritmo de aumento de sus adquisiciones, aunque los dos primeros todavía conservaron altas tasas de incremento. Los tres principales agregados de importaciones (bienes de consumo, intermedios y de capital) resintieron el debilitamiento.

La situación financiera del gobierno sufrió tensiones permanentes en la mayoría de los países. Los esfuerzos por disminuir el déficit fiscal, en el marco de los acuerdos con instituciones crediticias multilaterales, fueron exitosos en Costa Rica, El Salvador y, en menor medida, Nicaragua; no fue así en Honduras ni Guatemala, donde se incumplieron las metas acordadas. De inmediato resalta que en Honduras y Nicaragua el desequilibrio fiscal observa magnitudes muy elevadas, desajustes que reflejan en buena medida el enorme peso del servicio de la deuda externa.

Las autoridades monetarias estuvieron sumamente activas en los países de la región, orientándose fundamentalmente a controlar los procesos inflacionarios y a disminuir presiones al tipo de cambio. Con objeto de restringir la liquidez, la política monetaria determinó aumentos de los encajes bancarios y la emisión de valores gubernamentales; asimismo, la oferta de crédito tendió a descender (aunque en Costa Rica todavía alcanzó a incrementarse de manera ostensible). Ello se reflejó en alzas generalizadas de las tasas de interés que perjudicaron principalmente a las actividades agrícolas y manufactureras, y en menor medida al comercio y los servicios.

Con excepción de El Salvador, que contó con abundancia de dólares, los demás países experimentaron tensiones entre la oferta y la demanda de divisas, situación que llevó a ajustar las paridades cambiarias, con movimientos nominales muy pronunciados en Nicaragua y Honduras (18% y 22%, respectivamente). La inflación se redujo apreciablemente en Costa Rica, El Salvador y en menor medida en Guatemala; no obstante, repuntó en Honduras y Nicaragua ante el impacto de las medidas devaluatorias y los aumentos de los precios de los alimentos.

La demanda interna siguió estimulando el crecimiento, aunque se desaceleró sensiblemente con relación al muy alto dinamismo registrado en el año anterior. El inferior aumento de la inversión pública repercutió en la desactivación de la acelerada formación de capital observada en el ejercicio previo. Empero, Costa Rica, El Salvador y Guatemala lograron aún tasas de incremento de la inversión total de dos dígitos. En los gastos de consumo se reflejó asimismo la tendencia general a la desaceleración.

Por segundo año consecutivo, las condiciones en las que se desarrolló la producción fueron muy favorables para los distintos sectores de actividad, salvo en Nicaragua, donde persistieron los severos obstáculos para reactivar la oferta. La construcción frenó su ritmo de expansión, pero se conservó como una de las actividades de mayor empuje en la región. Subsistieron, sin embargo,

pronunciados cuellos de botella que exigen urgentes inversiones, como la generación de electricidad en Honduras. Ante el impulso de la demanda local e intrarregional, la industria manufacturera exhibió una tasa de aumento apreciable, aunque menor a la de 1992.

Uno de los progresos más notables para la región ocurrió en el terreno de la cooperación regional, con la suscripción por los cinco países y Panamá al Protocolo del Tratado General de Integración Económica. Precisamente, en abril de 1993 Nicaragua se incorporó al sistema de acuerdos bilaterales de comercio establecido entre Guatemala, El Salvador y Honduras en mayo de 1992, conformando así el grupo conocido como el CA-4; posteriormente, con la firma del Protocolo se sumó Costa Rica al nuevo esquema integracionista. Por otra parte, entró en vigencia el Sistema Armonizado Centroamericano (SAC), que incluye el Código Aduanero Unificado, cuyo arancel externo representa una apertura de las economías de la región al resto del mundo. Finalmente, en el marco de la coordinación de las políticas macroeconómicas, sobresale el inicio de acciones en el marco del Programa de Armonización Tributaria.

2. Panamá

La progresiva normalización en la prestación de los servicios internacionales que caracterizan a Panamá estimuló el sostenido aumento de la actividad económica en 1993 (5.9%), cuyo ritmo, inferior al registrado (8%) en 1992, significó de todos modos una sustancial elevación del producto por habitante por cuarto año consecutivo. La inflación fue prácticamente nula y el desequilibrio fiscal casi se eliminó. No obstante, se percibieron algunos síntomas de agotamiento de la presente fase expansiva, sustentada en el fuerte empuje de la formación de capital asociada al proceso de modernización urbana. El crecimiento fue impulsado por el alto dinamismo de la demanda interna, especialmente la inversión bruta fija, tanto pública como privada; en menor medida, contribuyó el aumento del consumo privado, que se apoyó en un mayor nivel de empleo y en ajustes al alza de los salarios reales.

Del lado de la oferta, destacó el sostenido ritmo de la construcción, del centro financiero internacional y de las actividades turísticas. Al persistir el grueso volumen de entradas de capital financiero por cuarto año consecutivo, volvió a disponerse de recursos de cuantía suficiente para sufragar el sector de la edificación privada; su reciente desarrollo, en asociación con capitales del exterior, procura un aprovechamiento más intenso de la posición geográfica del país y de los cambios tecnológicos en comunicaciones y transportes.

Entre los sectores productores de bienes el crecimiento fue dispar. La construcción mostró un dinamismo todavía muy elevado (39%), sobre todo en edificación de viviendas de lujo y grandes centros comerciales localizados en zonas residenciales; sin embargo, a causa del bajo nivel de ocupación de las obras terminadas, se prevé un debilitamiento de su ritmo de expansión. El sector manufacturero mantuvo una alta tasa de incremento, vinculada básicamente a la demanda de insumos para la construcción. En cambio, el sector agropecuario disminuyó su tasa de crecimiento (1.4%, frente a 6.3% de 1992), a causa de las adversas condiciones climáticas, las dificultades laborales y las restricciones comerciales afrontadas por la producción de banano.

Los precios registraron un aumento exiguo (0.9%, frente a 1.6% en 1992), influidos por el descenso de los precios de los combustibles. Este hecho propagó efectos favorables a toda la economía, estimulando la confianza en la marcha de los negocios. Aunado a ello, el esfuerzo de las autoridades por normalizar el proceso económico contribuyó a robustecer el clima de atracción de capitales del sistema bancario nacional.

El incremento de los ingresos corrientes y un esfuerzo de mayor control sobre las partidas presupuestarias del gobierno se tradujeron en un descenso del déficit del gobierno central a menos de 1% del producto interno bruto (PIB). Por otro lado, en 1993 el gobierno se avocó a la regularización del pago del servicio de la deuda externa, así como a la renegociación de sus compromisos futuros.

Nuevamente se registró un déficit comercial en la balanza de pagos (40 millones de dólares), a raíz del nivel que han alcanzado las importaciones de bienes y servicios en el último bienio. Pese a algunos escollos, como las limitaciones impuestas sobre la cuota de exportación del banano, las ventas externas tuvieron un desempeño dinámico, y en materia de los servicios arrojaron un saldo favorable de 950 millones de dólares. En cuanto a las reexportaciones de la zona libre, se produjo una disminución del ritmo de crecimiento (4.9%), luego de haberse expandido a tasas mayores a 20% en los últimos tres años. La razón de este comportamiento debe encontrarse en la saturación de la capacidad de operaciones y en la creciente competencia que ha significado la apertura de otras zonas libres de impuestos en la región.

III. LA SITUACION ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGION

1. La demanda de derivados del petróleo

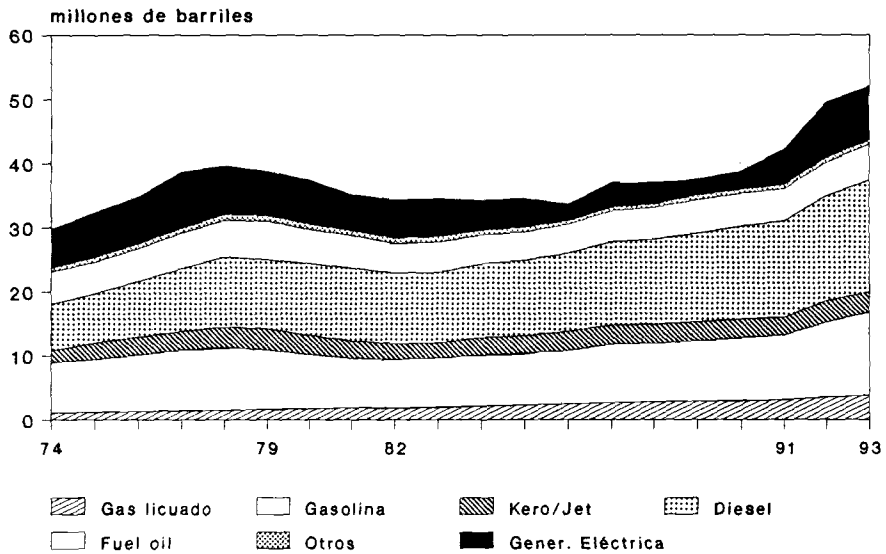
La demanda total de derivados del petróleo en los seis países de América Central aumentó 4.9% en 1993 (con un alza notable de 13.5% en El Salvador), luego de que el año anterior había experimentado el crecimiento más alto en la historia de la región, 17.4%. El consumo de hidrocarburos pasó de 49.6 millones de barriles en 1992 a 52.0 millones de barriles en 1993. ^{2/} Entre 1982 y 1990, el consumo total se expandió a un ritmo lento (1.5% anual); sin embargo, durante los tres años siguientes la tasa promedio anual se elevó a 10.3%. Precisamente, durante 1991 se incrementó 8.9%, consecuencia de la sequía imperante, que obligó al uso intensivo de las plantas termoeléctricas. Pese a que durante 1992 la generación con dichas plantas continuó a un ritmo elevado, el consumo de combustibles por los usuarios finales fue el factor de mayor influencia en la ampliación excepcional de la demanda total, en gran medida como resultado del crecimiento económico sensiblemente mayor al de años previos. En contraste, en 1993 el consumo para producción de electricidad disminuyó ligeramente (4%) y la demanda de los usuarios finales creció a un menor ritmo (6.9%, frente a 11.6% del año anterior). Las estadísticas confirman una vez más la importancia de los hidrocarburos para el abastecimiento energético de la región, y no hay indicio alguno de que esa relevancia disminuya en un futuro previsible.

Los requerimientos de derivados del petróleo, sin incluir los combustibles usados en la generación eléctrica, han evolucionado en cuatro etapas claramente diferenciadas, que 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 creció a una tasa muy alta, 6.1% anual; la única excepción fue Nicaragua, durante 1978 y 1979, a causa de los conflictos armados. En el período 1979-1982, la demanda regional se redujo, en promedio, 3.8% por año, si bien con diferencias entre los países puesto que, mientras en Costa Rica y El Salvador el retroceso fue muy marcado, en Honduras apenas se percibió la declinación, y en Nicaragua se recuperó de manera importante en 1980. En la tercera etapa, de 1982 a 1991, los requerimientos de hidrocarburos recobraron el crecimiento a tasas moderadas (2.9% anual), aunque con caídas en Panamá y Nicaragua, como efecto de la situación política prevaleciente en 1988 y 1989. Por último, a partir de 1992 se presentó un fuerte dinamismo en la demanda final de hidrocarburos; en el año antes citado, la tasa más baja fue 8.7% (Panamá), y la más alta 13.8% (Costa Rica), mientras que en 1993 osciló entre 3% (Honduras y Nicaragua) y 10.8% (Costa Rica). (Véase el gráfico 1.)

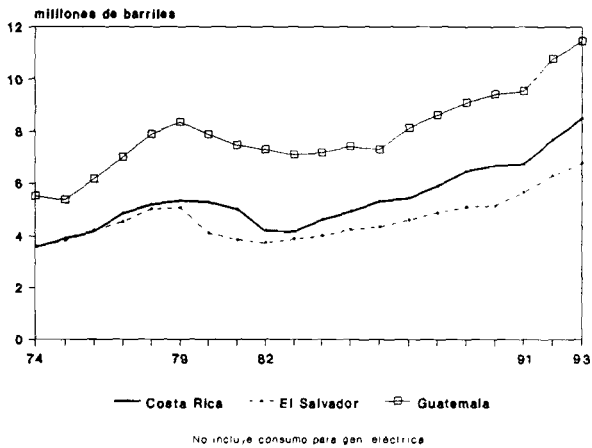
Asimismo, si se excluyen los combustibles utilizados para la generación de electricidad, la estructura de la demanda regional de derivados del petróleo muestra, entre 1982 y 1993, una tendencia creciente en la participación del gas licuado y de la gasolina (en el último año mencionado estos productos significaron 8.8% y 29.8% del total, respectivamente). Una evolución inversa ocurre en los casos de las querosinas y, principalmente, del búnker (12.8% del consumo final, en

^{2/} Estas cifras no incluyen las ventas de búnker a barcos de bandera extranjera realizadas por Panamá, las cuales se consideran como exportaciones.

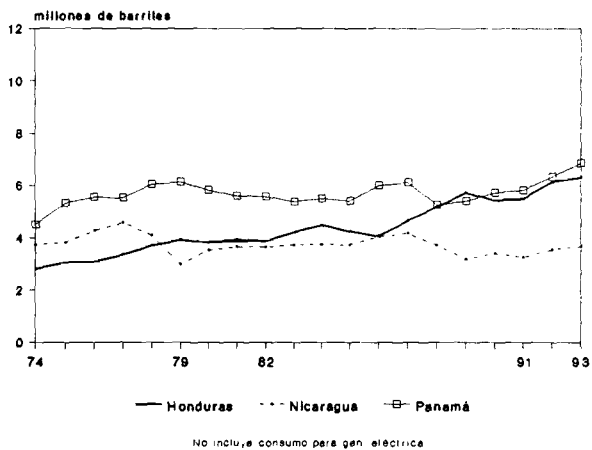
Gráfico 1
**ISTMO CENTROAMERICANO:
 CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales



10



1993). Pareciera que el diesel agotó ya su creciente penetración y se mantiene con una participación de alrededor de 40%. De esta forma, en el período descrito, únicamente el gas licuado aumentó su participación en todos los países del Istmo Centroamericano, principalmente en Guatemala y Panamá, donde la proporción es superior a 12%; en Costa Rica sólo representa 4% a raíz del difundido uso de la estufa eléctrica para cocción de alimentos. La gasolina había mantenido una participación relativamente estable, excepto en Costa Rica, donde se observa un fuerte dinamismo (se elevó de 22.5% en 1982 a 33.5% en 1993); sin embargo, en 1992 fue el producto con los más altos niveles de crecimiento en todos los países de la región, tendencia que mantuvo durante 1993, excepto en El Salvador y Nicaragua. Si bien el diesel presenta el mayor consumo en cada país, su participación en la demanda final evolucionó de forma diferente. Así, decreció en Costa Rica y en Honduras (países en que casi había alcanzado el 50% del total al inicio del período), mientras que aumentó 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 se mantuvo relativamente constante durante los años setenta, mientras que en la década de 1980 se observó una tendencia decreciente, principalmente por la entrada en operación de grandes centrales hidroeléctricas. Entre 1982 y 1990, el consumo agregado de hidrocarburos en plantas termoeléctricas disminuyó a una tasa de 8.8% anual, y se alcanzó el mínimo histórico de 2.6 millones de barriles en 1989. Sin embargo, la sequía de 1991 requirió destinar 5.7 millones de barriles (41% de diesel, frente a 22% en 1990) a la producción de electricidad. Aunque en 1992 no se presentaron condiciones hídricas extremas, el uso de combustibles para dicho fin se elevó a 8.8 millones de barriles (52% diesel), es decir, 55% más que en 1991, a causa principalmente de los bajos niveles de los embalses al inicio del año, a la posible política conservadora con que éstos fueron manejados, y al alto crecimiento (7.2%) de la demanda de electricidad derivado del mayor dinamismo de la economía. En 1993 la generación hidroeléctrica creció en todos los países; sin embargo, el consumo de combustibles sólo disminuyó 4% a nivel regional, debido a que las ventas de electricidad se mantuvieron altas (8% a nivel regional), especialmente en El Salvador (16%). 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 17.7% en 1992 y 16.2% en 1993. Dos tercios de este volumen correspondieron, por partes iguales, a El Salvador, Guatemala y Panamá.

La generación de origen termoeléctrico, en relación con el total, varía según la infraestructura eléctrica con que cuenta cada país, la disponibilidad de energía hidráulica en cada año y el comportamiento de la demanda. Su evolución histórica se sintetiza en el siguiente cuadro, donde destaca la alta proporción global durante los últimos dos años (cercana a la cuarta parte del total) y el caso de El Salvador, en que la generación termoeléctrica ha alcanzado proporciones nunca antes experimentadas.

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

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Los porcentajes consideran únicamente la generación térmica a base de combustibles fósiles.

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 1993 las proporciones se elevaron a 17.8% y 45.7%, respectivamente, debido a la saturación de las turbinas de vapor y el uso intensivo de las turbinas de gas y máquinas diesel. Se espera que en los próximos años continúe la utilización creciente de combustibles para la generación de energía eléctrica, dado que sólo en Costa Rica se están construyendo proyectos hidroeléctricos y geotérmicos de mediana capacidad. Los demás países están recurriendo principalmente a alternativas térmicas para cubrir el incremento de la demanda.

Las políticas energéticas de algunos países, encaminadas a disminuir la participación de las plantas térmicas e incrementar el uso de recursos hidráulicos y geotérmicos, permitieron reducir considerablemente el consumo de hidrocarburos. Sin embargo, esto provocó algunas alteraciones en los mercados petroleros nacionales al aumentar los excedentes de producción de búnker. A fin de aprovechar la reducción del consumo de hidrocarburos en la generación eléctrica fue preciso disminuir la producción en las refinerías, dado que los excedentes de búnker solamente pueden exportarse a precios antieconómicos. Por esta misma razón, los eventos de 1991 a 1993 favorecieron el aumento de la utilización de las refinerías, aunque también fue necesario cubrir con importación de diesel el déficit que se generó para este producto.

2. La refinación y el almacenamiento

Durante los últimos años no se han registrado aumentos relevantes de la capacidad instalada o del equipamiento técnico de las refinerías de América Central, a excepción de la refinería de El Salvador, que en 1992 elevó de 16,000 barriles/día a 18,000 barriles/día la carga a la unidad de destilación atmosférica, mediante modificaciones en la capacidad de bombeo de los insumos y productos de la unidad. Por el contrario, de especial relevancia fue el cierre definitivo, a fines de 1992, de la Refinería Texaco de Honduras y su conversión en planta de almacenamiento, luego de que el proceso de liberalización del comercio de hidrocarburos demostró su falta de competitividad frente al mercado de importación de productos limpios.

El nivel de utilización de la refinería de Panamá, el más alto del Istmo, ha estado determinado fuertemente por el volumen de sus exportaciones. Así, cabe destacar que en 1992 incrementó 60% la producción, impulsada por el notable aumento de las ventas para consumo externo (5.7 millones de barriles), que durante los últimos cinco años habían sido aproximadamente de 2.5 millones, y sólo habían sido superadas en la década de los setenta. En general, en el resto de los países la producción total de derivados ha permanecido en estrecha relación con los requerimientos internos de búnker. En 1993, únicamente la refinería de El Salvador elevó su producción y operó a plena carga, en tanto que en el resto se mantuvo al mismo nivel del año anterior o decreció ligeramente.

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 entre 1991 y 1993, indujo un aumento apreciable en el grado de utilización de las refinerías de Guatemala, Nicaragua y El Salvador. Sin embargo, este aumento 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 aún mayores que el búnker en Costa Rica y El Salvador). En 1993, la demanda regional de gasolina ascendió a 13 millones de barriles, o 24.9% del total, y la de diesel, a 21.1 millones de barriles, o 40.5%, frente a una producción de 6.2 millones de barriles, o 19.5%, de gasolina y 9.4 millones de barriles, o 29.5%, de diesel. En contraste, el búnker representó 42% de la producción total en las refinerías del área, aunque sólo el 19.7% del consumo.

Como resultado de la discordancia entre la estructura de la refinación y de la demanda, en 1993 se utilizó apenas 61.8% de la capacidad instalada de 144,500 bls/día. Sin considerar a Panamá, las cuatro refinerías restantes utilizaron 86.2% de su capacidad total de 64,500 bls/día. Ahora bien, tomando como referencia la demanda total de los cinco países con refinería, la producción de 1993 equivale sólo al 60%, desempeño pobre si se considera que la capacidad instalada representa 116% de la demanda actual.

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 del orden de 60 millones de dólares en la refinería de Moín. Los estudios técnicos y los esfuerzos por obtener financiamiento del extranjero concluyeron con la suscripción de un convenio de préstamo con el Instituto de Crédito

Oficial de España, el cual fue aprobado el 26 de marzo de 1993 por la Asamblea Legislativa, y permitirá a RECOPE la realización de importantes obras para ampliar la actual planta de refinación. 3/ La empresa opina que razones estratégicas y económicas justifican 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.

Costa Rica, El Salvador, Guatemala y, principalmente, Honduras, en los últimos años aumentaron las capacidades de almacenamiento de los hidrocarburos más importantes, en la mayoría de los casos a un ritmo superior al crecimiento de la demanda. En 1993, la región contaba con almacenamiento para un consumo de 38 días de petróleo crudo, 65 días de gasolina, 50 días de diesel y 26 días de gas licuado. (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 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. 4/

En El Salvador se duplicó la capacidad de almacenamiento de gas licuado en 1991, aumentó 43% la de crudo en 1992 y a finales de 1993 entró en operación la terminal Texaco con tanques para 100,000 barriles de diesel. Así, la capacidad salvadoreña cubre un consumo de cerca de 40 días de gasolina, diesel y crudo, a los altos niveles actuales de demanda.

En enero de 1993 la empresa eléctrica Enron recibió el primer embarque de fuel oil en su terminal de 200,000 barriles, recientemente instalada en Guatemala.

En el primer trimestre de 1991 inició actividades una terminal de almacenamiento de derivados en la costa atlántica de Honduras, 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 71 días de consumo de gasolina y 52 días de diesel, a los niveles de demanda de 1993.

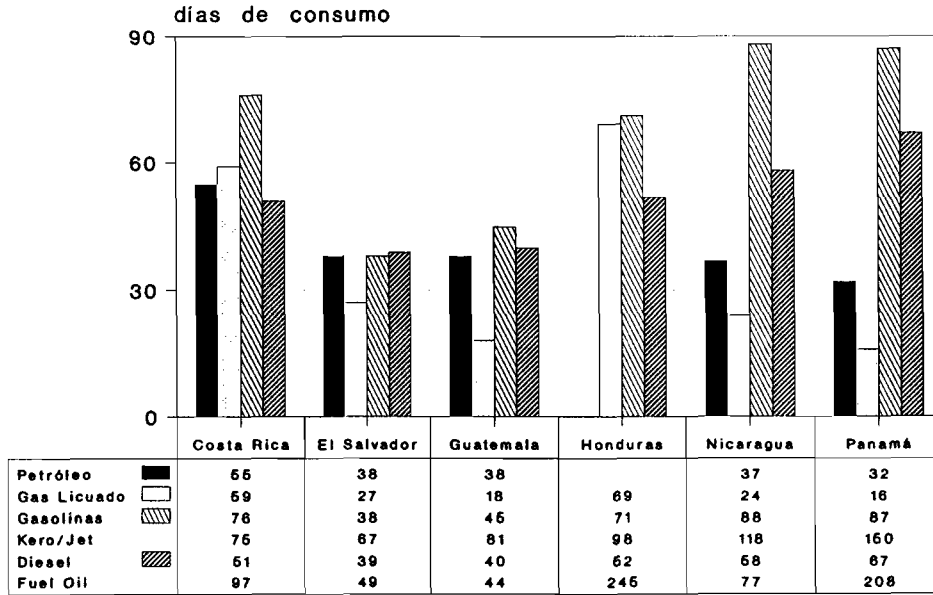
En Panamá se ha licitado para renta la infraestructura de almacenamiento estratégico, que asciende a un volumen total de 1.2 millones de barriles, y se localiza en la Zona del Canal, revertida por el Gobierno de los Estados Unidos como parte del Acuerdo Torrijos-Carter,

Los riesgos económicos y políticos que encierran las interrupciones del abastecimiento por falta de capacidad suficiente para almacenar, inciden en el incremento de frecuencia y en la reducción de los volúmenes de las importaciones; esto repercute de manera directa en los costos de compra del petróleo y sus derivados. El poder de negociación de los responsables de las importaciones en el

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

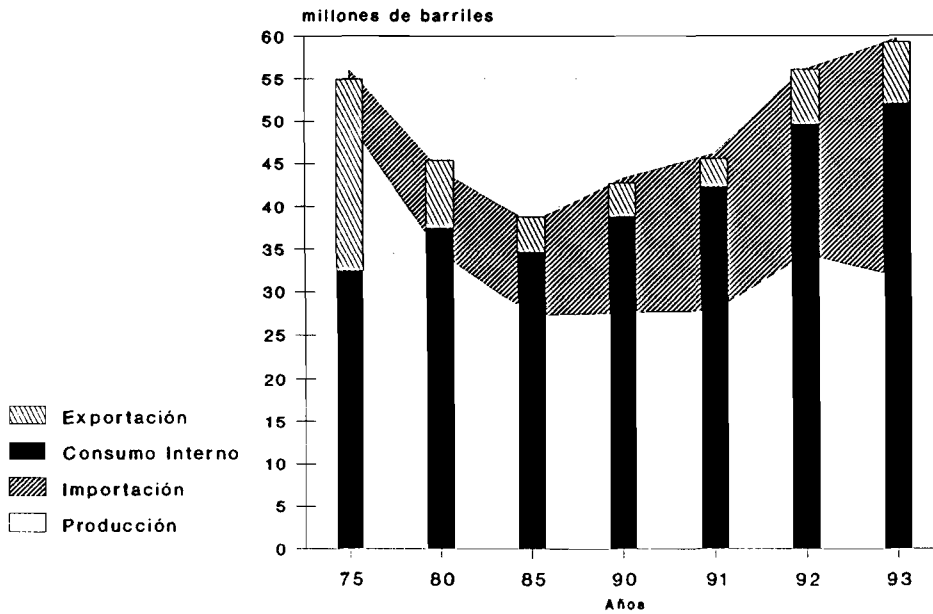
4/ Véase, *Tecnirecope No. 2*, noviembre de 1992, págs. 6 a 8.

Gráfico 2
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO
POR DIAS DE CONSUMO, 1993



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 3
ISTMO CENTROAMERICANO:
BALANCE DE DERIVADOS DEL PETROLEO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

mercado internacional depende también de la disponibilidad de almacenamiento suficiente y en sitios estratégicos. Si sólo se realizan importaciones para cubrir la demanda inmediata de cada país, las posibilidades de acelerar o demorar la adquisición se limitan y se pierde flexibilidad para aprovechar las ventajas económicas de un mercado que presenta oportunidades a corto plazo.

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 para 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 refleja 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 incrementan las compras de productos limpios y de crudos livianos mezclados con derivados en forma de petróleo reconstituido; las refinerías operan básicamente para satisfacer la demanda de búnker y se recurre al mercado externo para cubrir faltantes de los otros productos. (Véase en el gráfico 3 el balance de derivados.)

Las importaciones de hidrocarburos de los seis países del Istmo Centroamericano ascendieron en 1993 a 60.8 millones de barriles, o 166,570 barriles por día, lo que significa un aumento de 5.3% comparado con 1992. Del volumen total importado en la región, 45.9% correspondió a productos limpios, 20.5% a crudos reconstituidos, y 33.6% a crudos naturales, mientras que en 1992 las proporciones fueron 37.9%, 21.3% y 40.9%, respectivamente (39%, 25.3% y 35.7%, en 1991). El incremento de la participación del crudo en 1992 obedeció sobre todo a que Panamá, el principal importador, aumentó 61% las compras de petróleo a fin de satisfacer la demanda de productos para consumo a bordo de los buques que cruzan el Canal; si se excluye este país, se observa que el resto de la región aumentó 25.6% la importación de derivados, en comparación con sólo 10.6% del crudo y reconstituido. Con respecto al total de derivados importados en la región durante 1993, el 45% correspondió a diesel y el 25% a gasolinas de diversos tipos (especialmente sin plomo). Asimismo, se adquirieron del exterior cantidades considerables de gas licuado (cerca del 12% del total de derivados), en especial Guatemala y Panamá. Por otro lado, durante los últimos cinco años, y en marcada diferencia con los seis previos, Nicaragua adquirió volúmenes muy pequeños de productos limpios.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1993 fue de 1,225 millones de dólares (cif), 7.5% superior al año precedente. Pese a que los niveles de precios en 1993 fueron apreciablemente menores a los de 1992, el crecimiento porcentual de la factura fue ligeramente mayor 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 —de 9.6% en 1992 a 8.6% en 1993—, como resultado del fuerte dinamismo de la

actividad externa de la economía de la región. Si se excluye a Panamá, en 1993 esta proporción fue 12.8% en promedio, 7.2% en Costa Rica y entre 15% y 26% en el resto de los países.

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 entre crudos y derivados. Otra razón es la estructura anticuada de las refinerías locales y de los contratos con los propietarios, quienes tienen interés económico en incrementar el grado de utilización con el procesamiento de crudos reconstituidos, los cuales contienen una mayor proporción de productos ya refinados. Por otro lado, conviene mencionar que es más fácil manejar el crudo reconstituido y menos costoso que adquirir cantidades limitadas de diversos productos limpios que precisan de medios de transporte y almacenamientos separados.

Los productos refinados, incluyendo los contenidos en el petróleo reconstituido, representaron 55.5% del total importado en 1993, frente a 48.5% en 1992 y 42.5% en 1988. 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. Las importaciones de estos últimos por país se ilustran en el siguiente cuadro.

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

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 tener como parte 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. 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 refinera. 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 refinera durante 1990 y 1992. En Honduras, la importación de derivados había disminuido de manera drástica entre 1987 y 1990, como consecuencia del muy alto incremento (21.4% anual) de la producción de derivados en su refinera —la cual operó para cubrir una demanda de búnker igualmente dinámica—; en 1991 se elevó la importación de productos limpios por la entrada de PETROTELA en el mercado, y en 1992 por el cierre definitivo de la refinera en el mes de noviembre.

Es importante destacar que pese al aumento generalizado en la utilización de las refineras durante 1992, cuatro países (sobre todo Guatemala) debieron recurrir a mayores importaciones de derivados que durante el año anterior, a raíz del comportamiento extraordinario de la demanda. En 1993 la importación de productos del petróleo aumentó 6 millones de barriles (27.7%); la mitad de este volumen compensó el cierre de la refinera de Honduras, mientras que el resto sirvió para cubrir el aumento en la demanda originado en que las refineras operaron a niveles similares a los del año previo.

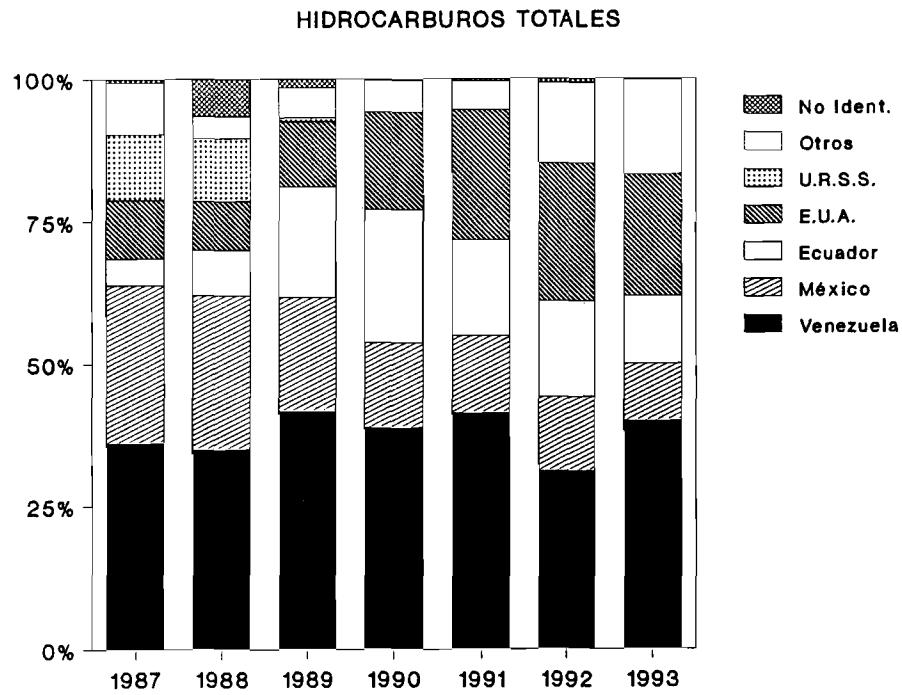
b) La procedencia de las importaciones

La procedencia de las importaciones de hidrocarburos había mantenido una estructura relativamente definida durante la década de los años 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. Sin embargo, a partir de 1989 se presentaron cambios muy importantes en el origen de las importaciones, entre los cuales destacan el crecimiento vertiginoso de los Estados Unidos hasta ocupar el segundo lugar, y la participación relativamente estable del Ecuador como tercera fuente de suministro de hidrocarburos al Istmo Centroamericano; así, México pasó al cuarto sitio en importancia. Posteriormente, durante 1992 y 1993, las fuentes de aprovisionamiento se diversificaron aun más. Como resultado, la participación del grupo de los cuatro países antes citados disminuyó de 94.6% en 1991 a 83.2% en 1993. (Véase el gráfico 4.)

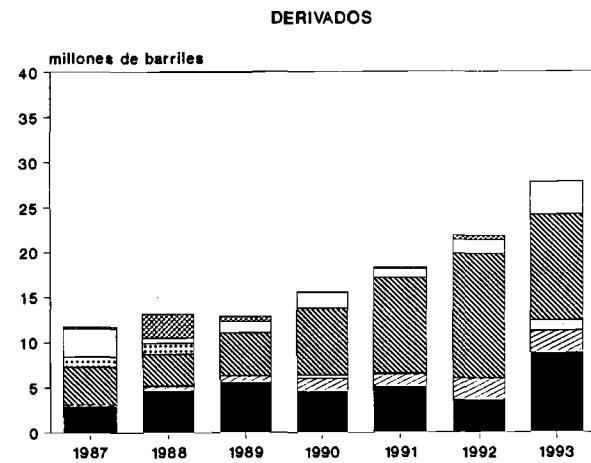
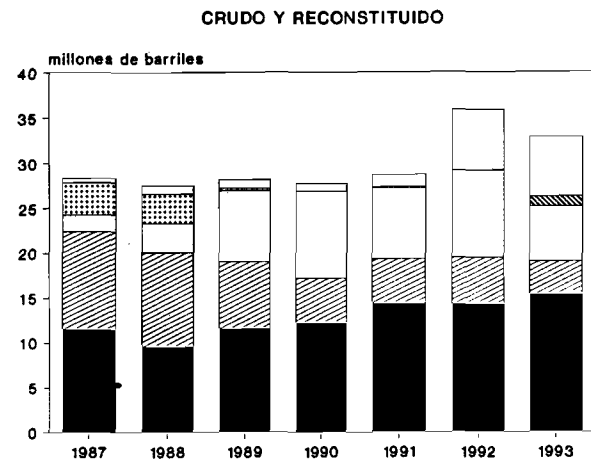
Venezuela ^{5/} continuó como el principal abastecedor de hidrocarburos totales al Istmo Centroamericano; sin embargo, su participación reciente ha variado significativamente, de 41.3% en 1991 a 31.3% en 1992 y 39.8% en 1993. Esta última recuperación se debió fundamentalmente a que las ventas de productos limpios pasaron de 3.6 millones de barriles en 1992 a 8.8 millones de

^{5/} Los productos limpios provenientes de Curaçao se consideran suministros venezolanos desde 1987. En ese año, la Refinería Isla fue arrendada por Petróleos de Venezuela y en 1988 fue comprada por la misma empresa.

Gráfico 4
**ISTMO CENTROAMERICANO:
 PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



barriles en 1993, y, en menor medida, a un aumento de un millón de barriles en el caso del petróleo crudo y reconstituido. De 1992 a 1993, la participación de los Estados Unidos pasó de 24.3% a 21.4%, de 16.7% a 11.9% la de Ecuador y de 13% a 10.1% la correspondiente a México.

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 17.2% en 1992 y a sólo 13.6% en 1993; esto le significó bajar al tercer sitio en importancia después de haber ejercido un liderazgo que llegó a su punto más alto en 1988. Es de subrayar que, en los últimos tres años, México prácticamente sólo abasteció de crudo a Costa Rica, El Salvador y Honduras (mientras operó su refinería), en tanto que Venezuela lo hizo a los seis países del área, aunque de manera relevante sólo a El Salvador, Guatemala y Nicaragua (en este último al 100%). Desde 1989, Venezuela y Ecuador han estado intercambiando el primer lugar en el abastecimiento de crudo a la región; en 1991 le correspondió a Venezuela con 38.9%, en 1992 a Ecuador con 31.8% y en 1993 nuevamente a Venezuela con 35.9%. Durante 1991 y 1992, casi tres cuartas partes de las ventas de crudo que realizó el Ecuador en el Istmo Centroamericano se dirigieron a Panamá, proporción que en 1993 se elevó a 83%; el resto tuvo a Guatemala como destino principal.

Respecto de los derivados del petróleo, incluyendo los contenidos en el reconstituido, Venezuela había mantenido la supremacía absoluta como abastecedor de la región.^{6/} 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). En 1993 Venezuela recuperó su posición, con 43% de participación, mientras que Estados Unidos cubría únicamente el 35%. En este último año, los derivados de Venezuela tuvieron mercado relevante en cinco países de la región (excepto Panamá), en tanto que el 43% de las exportaciones de los Estados Unidos a la región centroamericana se concentraron en Guatemala.

Destaca el papel de México en el abastecimiento de gas licuado ya que, a nivel regional, suministra alrededor del 50% de las importaciones totales de este producto, proporción que rebasa el 90% en Costa Rica y el 80% en Guatemala.

c) **Los precios de importación en la región**

Existen variaciones considerables entre los precios pagados por los países importadores, 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, motivados principalmente 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

^{6/} 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 adquisición de la refinería de Curaçao.

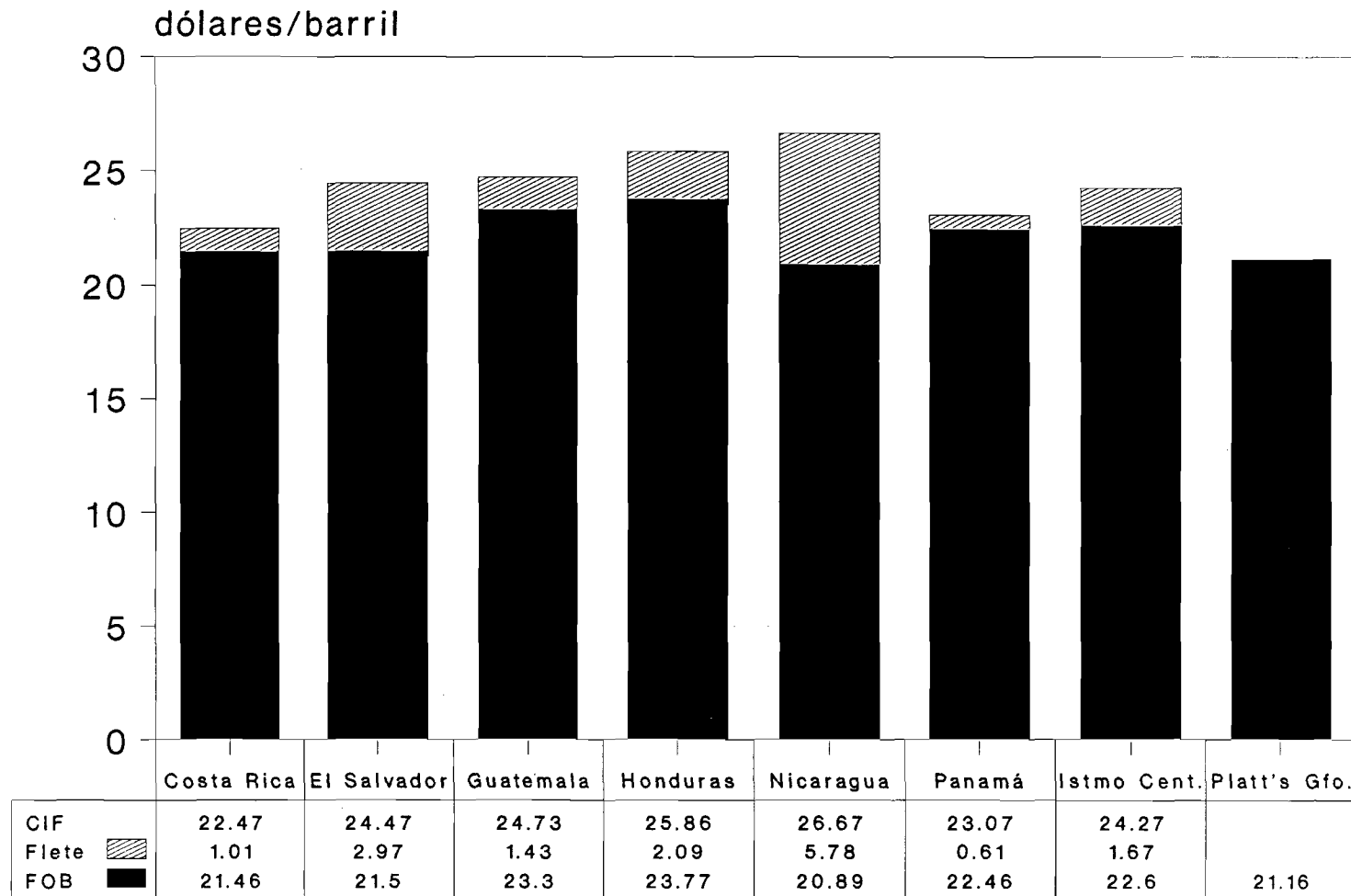
realizan en las mismas fechas. Sin embargo, es importante señalar que se observan diferencias sistemáticas entre los seis países, que merecen un análisis más detallado.

En cuanto a los derivados del petróleo, tomando como ejemplo el diesel, el producto de mayor importación, se observa que Costa Rica, Nicaragua y El Salvador (los dos primeros con empresas estatales a cargo de la importación total de derivados) compraron 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 gráfico 5). Los demás países se ubican 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 el 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; sin embargo, no son comparables al resto debido a que se refieren a embarques muy pequeños (de alrededor de 20,000 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 para apoyar sus actividades de regulación.

Aún no hay suficientes elementos para evaluar los resultados de los procesos de liberalización del comercio de hidrocarburos iniciados en cuatro países de la región, aunque algunos datos invitan a revisar críticamente lo realizado. Por ejemplo, la protección a la refinería de Panamá mediante un alto arancel a las importaciones de derivados. También, el hecho de que en 1994 en El Salvador y Guatemala se adoptaran como referencia de precios fob los reportados en Platt's para la Costa del Golfo más un margen de 1.89 dólares por barril, equivale aproximadamente a tomar como referencia los precios Platt's para el Caribe, que son significativamente más altos que los primeros. Estos últimos están siendo utilizados como referencia en Honduras. Más aun, cifras de El Salvador correspondientes al primer semestre de 1994 muestran que Texaco ha iniciado operaciones importando diesel a precios fob 15% más altos, en promedio, que los publicados en Platt's para la Costa del Golfo, en tanto que la empresa eléctrica estatal CEL lo hace a los precios de la referencia antes citada y Rasa pareciera importarlo a precios intermedio entre las dos empresas mencionadas.

Conviene recalcar que los precios de referencia en las fórmulas aplicadas por los países deberían reflejar las condiciones resultante de transacciones verdaderas en el mercado petrolero, lo que sí sucede con los precios Platt's para la Costa del Golfo (USGC), no así con los precios de referencia Caribe. Estos últimos son precios establecidos por las principales empresas petroleras transnacionales 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 del 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.

Gráfico 5
**ISTMO CENTROAMERICANO:
 PRECIOS CIF DEL DIESEL IMPORTADO, 1993**



Fuente: CEPAL

IV. EL MERCADO MUNDIAL DEL PETROLEO EN 1993-1994

Después de una relativa estabilidad en los mercados petroleros internacionales durante 1991 y 1992, los precios del petróleo mostraron una tendencia a la baja a partir de junio de 1993, y alcanzaron el nivel más deprimido en diciembre del mismo año 12.87 dólares por barril, para la canasta (mezcla de referencia de siete tipos de crudo) de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Así, el precio promedio pasó de 18.73 dólares por barril en 1992 a 16 dólares en 1993. Durante el primer trimestre de 1994 el precio medio permaneció todavía bajo (13.59 dólares por barril), y experimentó una recuperación gradual en el siguiente trimestre. 7/ Mientras, el precio de referencia de la OPEP se mantuvo en 21 dólares por barril, meta que nunca se alcanzó desde su fijación en 1990 y que perdió completamente su propósito original.

En 1993 la producción mundial de petróleo fue de 60.3 MMbbls/día, 0.5% superior a la registrada el año anterior. Durante el primer trimestre de 1994 la producción se elevó a 60.5 MMbbls/día, y mostró un fuerte incremento durante el segundo trimestre, hasta un nivel estimado de 65.5 MMbbls/día. Si bien la producción mundial se mantuvo básicamente constante en los últimos cinco años, en 1993 la producción de los países miembros de la OPEP fue la más alta desde 1980 y alcanzó 24.7 MMbbls/día, 2.8% más que en 1992. A pesar de la salida de Ecuador como miembro de la organización, la OPEP aumentó su participación en la producción mundial, de 40.1% en 1992 a 41.2% en 1993, con lo que obtuvo la cifra más alta desde su formación en 1960.

Los desacuerdos entre los países miembros de la OPEP con respecto a sus cuotas de producción fueron la principal razón para la caída de precios antes mencionada. La organización tuvo dificultades para ajustarse a los movimientos de la oferta y la demanda ocasionados por eventos tales como la recuperación de la capacidad productiva de Kuwait, el fuerte incremento de la producción en el Mar del Norte, el inesperado aumento en las exportaciones de los países de la CEI a pesar de la reducción continua de su capacidad productiva, la recesión económica en Europa y Japón, y la tensa situación en el Medio Oriente frente a las restricciones temporales impuestas a Iraq.

En la reunión de febrero de 1993, los ministros de la OPEP acordaron reducir la cuota de producción total de 24,582 a 23,582 MMbbls/día, a partir del 1 de marzo. 8/ Sin embargo, durante el segundo y tercer trimestres, ningún país respetó su cuota y se produjeron en total 1.2 MMbbls/día arriba del límite fijado. En consecuencia, el precio del petróleo declinó por debajo de 15 dólares por barril, previo a la Conferencia del 25 al 29 de septiembre de 1993. A pesar de su preocupación por los niveles de precios y la inestabilidad del mercado en general, en esta conferencia los ministros decidieron aumentar la cuota a 24.52 MMbbls/día para los siguientes seis meses y revisar de nuevo la cuotas individuales de los miembros. 9/ La producción real de la organización se niveló en 24.8 MMbbls/día durante el último trimestre de 1993 y, como ya se mencionó, el precio de referencia disminuyó a 12.87 dólares por barril, el nivel más bajo de los últimos cinco años. Finalmente, en marzo de 1994, la organización decidió mantener la cuota de 24.52 Mmbls/día para el resto del año,

7/ Según *Opec Bulletin* de junio de 1994.

8/ Véase, *Oil & Gas Journal*, 8 de marzo de 1993, pág. 16.

9/ Véase, *OPEC Press Release*, Geneva, 29 de septiembre de 1993.

en vista de que los precios no se habían recuperado a pesar del cumplimiento estricto de sus límites de producción. La producción total de la OPEP durante el primer trimestre de 1994 fue solamente 1.7% mayor que la cuota, debido principalmente a excedentes de Iraq.

Por lo que se refiere al total mundial de las reservas de petróleo, no hubo cambios notables en el monto y la distribución geográfica durante 1993. Las reservas de los países miembros de la OPEP permanecieron casi iguales con 772,131 MMbbls, cifra que representa 77.3% del total mundial. La disminución de las reservas de la organización por la salida de Ecuador fue compensada por incrementos en Arabia Saudita y Venezuela. También ocurrieron adiciones en el Mar del Norte (Reino Unido y Noruega), Brasil, Ecuador y Malasia. Las reducciones más importantes se presentaron, como en los años anteriores, en los Estados Unidos, Canadá y México. La relación entre las reservas y la producción de 1993 es de 45.7 años a nivel mundial. Para la OPEP esta cifra es de 85.6 años, menor que la correspondiente a 1992 (86.7 años) debido al aumento en la producción de Kuwait e Iraq. Los países industrializados occidentales, miembros de la Agencia Internacional de Energía (AIE), aumentaron ligeramente su producción en 1993, por las razones ya mencionadas; sus reservas representan 4.5% del total mundial y sólo serían suficientes para mantener el nivel actual de su producción por 9 años más.

La situación en que se encuentran los cuatro principales abastecedores de hidrocarburos al Istmo Centroamericano se expone en las siguientes líneas.

Venezuela aumentó 1.6 su producción en 1993, comparado con 21.8% en 1990 y 12.3% en 1991, y una reducción de 0.9% en 1992. El incremento de 1.1% en sus reservas fue menor que en años anteriores. Sin embargo, el país está concretando una política de participación del capital y de la tecnología de la industria privada en nuevos proyectos de exploración y explotación de su enorme potencial petrolero. Al mismo tiempo, continúan los esfuerzos de expandir y modernizar su capacidad de refinación y transformación. No obstante algunos problemas políticos, que preocupan a sus socios comerciales, no cabe duda de que Venezuela tiene la intención y los recursos para mantenerse como la fuente de abastecimiento petrolero más importante para la región del Istmo Centroamericano.

En 1993 se redujeron los niveles de producción y reservas de México (0.2% y 0.7%, respectivamente). La empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) prosigue su reestructuración organizativa que, entre otros logros, ha significado la reducción del número de empleados a aproximadamente la mitad; disminución del costo de operación (casi 40%) y la operación autónoma de los organismos subsidiarios en que se dividió. Si bien se permitió la participación de compañías privadas en el área de servicios por contratos "llave en mano", la empresa y el gobierno han mantenido su decisión de no aceptar contratos de riesgo en la exploración y explotación dentro del territorio nacional. La participación de México en el abastecimiento de los seis países de Istmo sigue reduciéndose. Hay planes importantes y financiamiento para el aumento de la capacidad de procesamiento de crudo y de conversión y tratamiento de derivados, en varias de las refinerías existentes. PEMEX espera elevar paulatinamente su capacidad para procesar petróleo en un 15.8% entre 1994 y el año 2000. Aparentemente estos aumentos ayudarán a satisfacer la demanda doméstica, que se calcula tendrá un crecimiento acumulado de 30% al cierre del siglo, aunque ello no permitiría incrementar las exportaciones de productos limpios. Se estima que la participación del crudo pesado tipo Maya elevará su participación en la exportación, de 30% en 1993 a 41% al

concluir el año 2000. 10/ En vista de todo lo anterior, parecería que México no podrá incrementar los suministros de hidrocarburos a los países del Istmo Centroamericano, que requieren principalmente crudos livianos y productos refinados.

En Ecuador continúa el desarrollo positivo de la industria petrolera con un incremento fuerte de las reservas, 25.9%. En 1993 el país aumentó 6.2% la producción o hasta 12.4% según otras estimaciones. 11/ Las reformas de la ley de hidrocarburos facilitan la inversión por empresas privadas nacionales e internacionales. Sin embargo, falta de claridad en los requisitos ambientales y problemas políticos e institucionales, demoraron la realización de los beneficios del nuevo marco legal. El país se está convirtiendo en una alternativa muy atractiva para el abastecimiento de petróleo crudo al Istmo Centroamericano, aunque falta capacidad de refinación para cubrir parte de la demanda creciente de productos limpios. Dado que el país se desvinculó de la OPEP y tiene que abrir nuevos mercados para su producción adicional de crudo, se espera que sus precios serán bastante competitivos en relación con otros exportadores de la región.

Por otra parte, en los Estados Unidos se acentúa la tendencia decreciente de la capacidad productiva. Las reservas bajaron nuevamente, 3.8% en 1993, y la producción se redujo 1%. La demanda de petróleo crudo disminuyó 0.5% en 1993, pero durante el primer semestre de 1994 aumentó significativamente (4.2%). Se estima que la cuota de importación alcanzará un nuevo récord de 51.2% en 1994, comparado con 49.9% en 1993 y el récord anterior de 47.7% en 1977. 12/ Para 1995 se estima que las importaciones cubrirán un 46.2% de la demanda interna. 13/ La Costa del Golfo de los Estados Unidos ha crecido vertiginosamente como abastecedor de la región durante los últimos años, debido al incremento de las importaciones de productos limpios, en términos absolutos y relativos, en los seis países. Con el progreso en la liberalización y reestructuración de los sistemas de importación y comercialización de hidrocarburos en gran parte de la región, la participación de petróleos crudos se reduce continuamente. En este sentido, los Estados Unidos, con su gran capacidad de refinerías modernas y flexibles, y a través de un gran número de compañías grandes y pequeñas, multinacionales e independientes que ofrecen destilados del petróleo en el mercado internacional, será la fuente más importante para el abastecimiento de los nuevos importadores que están apareciendo en los países del Istmo Centroamericano.

Colombia tendría el mejor potencial de penetración futura en el abastecimiento del Istmo. En 1993 su participación alcanzó 4.6% del total, frente a 1.1% en 1991. Empresas multinacionales están en proceso de desarrollar varios campos nuevos en Colombia, de los cuales se espera un aumento sustancial en la producción petrolera a partir de 1994-1995. 14/ El país también está expandiendo su capacidad de refinación y está abierto para futuras inversiones privadas en nuevas plantas que podrían ofrecer sus productos en el mercado del Istmo y fomentar el proceso de diversificación de las fuentes de abastecimiento.

10/ Véase, Secretaría de Relaciones Exteriores, *Información Petrolera Internacional*, México, junio de 1994, pág. 20.

11/ Véase, *Petroleum Economist*, febrero de 1994, pág. 2.

12/ Según *Oil & Gas Journal*, 25 de julio de 1994, pág. 54.

13/ Según Eia Press Release Eia-94-09, 11 de mayo de 1994.

14/ Véase, *World oil*, agosto de 1994, pág. 45.

V. LA COOPERACION REGIONAL Y LA TRANSFORMACION DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

1. El desarrollo de la cooperación regional del subsector

a) Reuniones del subsector hidrocarburos a nivel regional

Entre noviembre de 1993 y octubre de 1994, los organismos regionales relacionados con en el subsector hidrocarburos de la región, el Foro Regional Energético de América Central (FREAC) y el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central CCHAC), mantuvieron una serie de reuniones encaminadas a fortalecer la cooperación regional. A continuación se presenta una lista de estos eventos, en forma cronológica.

i) Primera Reunión Extraordinaria del CCHAC. Esta reunión extraordinaria se llevó a cabo en Panamá, el 15 de octubre de 1993. Los principales temas tratados por los Directores Generales fueron: i) la elaboración final del Perfil de Proyecto de Cooperación Regional en el Subsector Hidrocarburos del Istmo Centroamericano, de acuerdo con el formato establecido por el BID, con las modificaciones recomendadas durante la reunión, acción solicitada a la CEPAL, y ii) revisar los términos de referencia del estudio especial sobre los resultados y beneficios del Acuerdo de San José.

ii) V Reunión del FREAC. En la V Reunión del FREAC, celebrada en San José, Costa Rica, el 2 de noviembre de 1993, los ministros reiteraron la necesidad de coordinar y orientar la cooperación energética internacional. ^{15/} Además, se abordaron, entre otros, los siguientes puntos: 1) iniciar las gestiones ante el BID con objeto de obtener financiamiento para el Proyecto de Cooperación Regional en el Subsector Hidrocarburos del Istmo Centroamericano; 2) respaldar a las direcciones especializadas en el subsector hidrocarburos a nivel nacional para que puedan participar en las actividades del CCHAC, y 3) apoyar el inicio del estudio sobre los resultados y beneficios del Acuerdo de San José.

iii) Reunión Extraordinaria del Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania. Esta reunión extraordinaria del Proyecto de asistencia técnica para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos a la región se realizó en la Ciudad de Guatemala, el 14 y 15 de abril de 1994. Se dedicó a la revisión y aprobación de la versión preliminar del estudio especial sobre la utilización y beneficios del Acuerdo de San José y de la propuesta organizativa del CCHAC, preparada por la CEPAL. Adicionalmente, se trataron los siguientes puntos: 1) gestionar el envío oficial del Perfil de Proyecto de Cooperación Regional al BID; 2) expresar su complacencia por el desarrollo del programa CEPAL/República Federal de Alemania, manifestando el interés por continuar el proyecto después de abril de 1995, y 3) solicitar a la CEPAL que, en colaboración con la Secretaría Protémpore, elaborara una propuesta de Convenio Constitutivo para el CCHAC que sería presentada

^{15/} Véase, *Energía e Integración Regional, Informe de Ministros Centroamericanos, Foro Energético Regional de América Central (FREAC), V Reunión, San José, Costa Rica, 2 de noviembre de 1993.*

en la VI Reunión Regional de octubre de 1994. El último punto de las recomendaciones es de singular trascendencia para el futuro de la cooperación regional del subsector. La creación, por convenio formal entre los seis países, de una constitución del CCHAC como órgano intergubernamental, sería la base para contar con una organización ejecutiva propia que permita su financiación por contribuciones obligatorias de los participantes, así como para celebrar convenios con otros países y organismos internacionales y para implementar las medidas de armonización y cooperación.

iv) VI Reunión del FREAC. En su VI Reunión, del 27 de junio de 1994, en El Dorado, Puerto Rico, los Ministros responsables del sector energía aprobaron la propuesta organizativa del CCHAC, discutida por los Directores de Hidrocarburos en su reunión del 14 y 15 de abril de 1994, y al tiempo definieron que la Secretaría Protémpore de dicho Comité fuera por dos años, siguiendo el orden geográfico de los países del Istmo. Asimismo, se aprobó que le correspondía a Costa Rica asumir inicialmente la Secretaría mencionada.

v) Reuniones de los Directores de Hidrocarburos, resultantes de la XV Cumbre de Presidentes en el Guácimo, Costa Rica. La Declaración de Guácimo de la XV Reunión de los Presidentes Centroamericanos, celebrada el 20 de agosto de 1994, consideró "... de suma importancia desarrollar una política común en el campo de los carburantes, que permita: homologar las calidades de los derivados del petróleo, y establecer los mecanismos idóneos para fomentar importaciones conjuntas que contribuyan a lograr mejores precios y economías de escala en fletes y manejo".

Los Presidentes instruyeron "... a los Ministros de Economía, Hacienda y Finanzas, y a los responsables del manejo de los carburantes, para que en un plazo de treinta días se reúnan para estudiar la viabilidad de esa iniciativa y preparen una estrategia centroamericana sobre los combustibles".

En cumplimiento de esas instrucciones, los Ministros y Directores de Hidrocarburos se reunieron en San José, Costa Rica, el 7 de septiembre de 1994, y acordaron lo siguiente:

1) En cuanto al tema de la armonización. En un plazo de veinte días cada país debería realizar una discusión interna con todos los actores involucrados, para definir las normas armonizadas, basándose en el documento elaborado por la CEPAL, así como desarrollar un análisis de los instrumentos jurídicos y una evaluación de los impactos económicos al poner en práctica tales normas. Asimismo, decidieron instruir al CCHAC para que incluyera este tema como primer punto de la agenda de su siguiente reunión (4 y 5 de octubre de 1994), con el fin de lograr la armonización de las especificaciones de gasolinas (super y regular), diesel y jet fuel.

2) Con respecto al tema del abastecimiento conjunto. Actualmente existen limitaciones en el abastecimiento conjunto, por lo que se recomendaron las siguientes acciones para fomentarlo: establecer una fórmula de precios puesto en puerto; definir precios de referencia; identificar el mercado de generación termoeléctrica; realizar licitaciones para la compra de productos y de flete; realizar las compras conjuntas bilaterales y multilaterales que los países convengan; evaluar la conveniencia de declarar los puertos y terminales como estratégicos, de libre acceso a cualquier compañía que pague el respectivo peaje en cada país. Adicionalmente, se aprobó solicitar a México

y Venezuela la inclusión de las compras de empresas privadas en los países beneficiarios del Convenio de San José, para tener acceso a los beneficios de desarrollo energético.

3) Respecto de la estrategia Centroamericana sobre los combustibles. Se encargó a la CEPAL, en coordinación con la Secretaría del CCHAC, la elaboración en noventa días de una propuesta de estrategia centroamericana en el subsector hidrocarburos, para el corto y mediano plazo. Esta estrategia deberá contemplar los siguientes aspectos: importación, fletes, refinación, comercialización, política de precios, tributación, regulación, control, normas y aspectos ambientales. Asimismo, deberá incluir una evaluación de los procesos de liberalización y un análisis de la problemática de la regulación en mercados petroleros de reducido tamaño.

4) En relación con la administración de la demanda de energía. Se instó al CEAC para que incorpore una estrategia en el campo de la administración de la demanda eléctrica, y a la Secretaría del CCHAC para que presente una propuesta de programa de administración de la demanda de hidrocarburos, para ser discutida y aprobada en la siguiente reunión, del 4 y 5 de octubre de 1994 en El Salvador, y que incluya temas como: ley de uso racional de energía, análisis del parque automotor, medidas para la agilización de tránsito de vehículos.

5) Otros temas. Se aprobó solicitar al Gobierno de la República Federal de Alemania su apoyo técnico y financiero, mediante su agencia de cooperación GTZ, para extender el programa existente por dos años más. Asimismo se acordó convocar, en un plazo de 15 días, a un grupo de trabajo para evaluar y fijar criterios, buscando uniformidad en la fórmula de precios de paridad de importación, y se encargó a la delegación de Nicaragua de organizar esta actividad.

vi) Seminario Regional sobre Fórmula de Precios de Importación. Como resultado de la reunión anterior, el Seminario Regional sobre Fórmulas de Precios en el Istmo Centroamericano se realizó el 22 de septiembre de 1994, en la ciudad de Managua, Nicaragua. Las principales conclusiones del Seminario fueron: i) elevar a la próxima Cumbre de Presidentes Centroamericanos, a realizarse en Managua el 12 de octubre de 1994, la necesidad de revisar las fórmulas de paridad de importación que están vigentes o en proceso de negociación, a fin de reducir el impacto de la factura petrolera en las economías de los países; y ii) establecer un intercambio de experiencias e informaciones más estrechas sobre los conceptos que se está considerando incorporar en los marcos jurídicos reguladores e institucionales del subsector hidrocarburos de cada país.

b) Programa CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos

En el marco del Convenio de Cooperación Técnica con la CEPAL, a partir de 1986 la República Federal de Alemania, por medio de la Deutsche Gesellschaft für technische Zusammenarbeit GmbH (GTZ), ha proporcionado servicios de consultoría y fondos para estudios y reuniones de expertos nacionales e internacionales, con el propósito de mejorar el abastecimiento de hidrocarburos e impulsar la cooperación regional en el subsector de los seis países del Istmo Centroamericano.

Sobre la base del presupuesto aprobado por la GTZ para el período del 15 de abril de 1993 al 15 de abril 1995, los expertos de la CEPAL y consultores proporcionados por la GTZ, en estrecha cooperación con la expertos nacionales y los encargados del subsector, desarrollaron las actividades del Programa de Trabajo actualizado y aprobado por la V Reunión Regional celebrada en San José, Costa Rica, el 1 de octubre de 1993. 16/

i) Sistema de información y publicaciones periódicas. En la Subsección de la CEPAL en México se actualiza de continuo la base computarizada de datos referida al abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano, con la información trimestral proporcionada por cada país. Además, se realizaron misiones de los consultores de la CEPAL a los países para intercambiar impresiones con los profesionales del área sobre la información recibida y los principales eventos ocurridos durante 1993/1994. Se publicaron reportes estadísticos trimestrales, y se preparó el presente estudio anual basado en el diagnóstico y análisis comparativo de los datos.

En enero de 1994 los expertos de la CEPAL y de la OLADE efectuaron una reunión de trabajo para identificar las posibilidades de mutua cooperación para fortalecer el sistema de información energético dentro de la región.

ii) Estudio sobre utilización y beneficios del Acuerdo de San José. Como ya se destacó en las secciones anteriores, una de las tareas más importantes del programa CEPAL/GTZ durante el año en curso fue la elaboración del estudio especial sobre utilización y beneficios del Programa de Cooperación Energética para los países de Centroamérica y el Caribe (PCE), mejor conocido como el Acuerdo de San José entre México y Venezuela de 1980. El trabajo se realizó durante el primer trimestre de 1994 por dos consultores contratados con recursos del Programa CEPAL/GTZ, con la colaboración de expertos nacionales e internacionales y bajo la coordinación de la CEPAL. El alcance del estudio fue aprobado por el CCHAC en su sesión del 5 de octubre de 1993 en Panamá y por el FREAC en la reunión del 2 de noviembre del mismo año.

Cabe destacar el alto grado de coordinación y cooperación observado entre los encargados del subsector, los ministerios de finanzas, los bancos centrales, otras instituciones de los países y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), durante las misiones de los consultores y en la revisión de los informes preliminares. Este soporte permitió obtener información completa y de calidad para elaborar un estudio que satisfizo ampliamente las expectativas de los países. El resultado del trabajo es un ejemplo de que es posible integrar un equipo multidisciplinario y multinacional para tratar a fondo temas tan complejos y prioritarios como el abastecimiento energético, los programas de desarrollo y su financiamiento a nivel regional. Finalmente, debe resaltarse que desde 1983, cuando se realizó la única reunión de los beneficiarios del PCE, este estudio representa el primer esfuerzo coordinado sobre la materia.

El informe preliminar, que incluyó los resultados de las discusiones de la reunión del CCHAC, del 14 y 15 de abril de 1994, fue sometido a consideración de los seis países del Istmo Centroamericano, y de México y Venezuela, a fin de obtener sus comentarios. El reporte final sobre

16/ Véase, CEPAL, Informe de Quinta Reunión Regional, op. cit.

el estudio y las recomendaciones de los países fue editado y publicado por la CEPAL en noviembre de 1994.

Hasta la fecha se puede resumir los resultados del estudio en la siguiente forma: 17/

- 1) El PCE fue suscrito por los presidentes de México y Venezuela el 3 de agosto de 1980, con el propósito de atender a la demanda de petróleo crudo de los países de la región y proporcionar créditos bajo condiciones favorables. Desde su surgimiento, el PCE ha sido objeto de renovaciones anuales por los gobiernos otorgantes. El Programa representa una valiosa opción para el abastecimiento petrolero y una importante fuente de financiamiento, dado que un porcentaje de la factura petrolera de cada gobierno pagada a México y Venezuela se destina a generar un "fondo financiero" para abrir líneas de crédito de corto plazo (préstamos de balanza de pagos), y para apoyar proyectos prioritarios en los países beneficiarios. De esta forma, en el período 1985-1993 el PCE proporcionó un total de 490 millones de dólares, los cuales han permitido a los países del Istmo Centroamericano desarrollar 67 proyectos.
- 2) Durante los 14 años de vigencia del PCE, las condiciones de los mercados petroleros y financieros, en general, y la situación de los países importadores del Istmo, en particular, se transformaron profundamente. Desde hace tiempo se observa la tendencia de los seis países a adquirir cada vez menos los suministros de petróleo mediante el PCE, principalmente los provenientes de México. Con esto también se disminuyen los fondos para créditos destinados a los países. Entre las principales causas que han determinado esta situación, figuran:
 - La estructura de la demanda, la tecnología de las refinerías existentes y los atractivos precios internacionales de los derivados, que han determinado crecientes importaciones de productos limpios y crudos reconstituídos.
 - En algunos países, a causa de la liberalización del mercado de hidrocarburos, las compras ya no se realizan con intervención estatal. Además, a causa del incremento del número de importadores, en esos países se espera una disminución de la participación de las refinerías.
 - Las condiciones de venta de los suministros mediante el PCE son algunas veces más costosas que las de otros oferentes. Por ejemplo, el imprescindible uso de cartas de crédito que exigen México y Venezuela como mecanismo de pago, contribuye a dicho encarecimiento.
- 3) En cuanto a la tendencia de los países a acogerse a los créditos y a la gestión de las agencias financieras que administran los fondos de largo plazo, conviene acotar:

17/ Véase, CEPAL, *Utilización y beneficios del Acuerdo de San José para el Istmo Centroamericano* (LC/MEX/L.483), 13 de julio de 1994.

- Los financiamientos de corto plazo (o sea, para balanza de pago), han disminuido notablemente, y tienden a desaparecer a causa de que las condiciones en la actualidad no son atractivas para los países.
 - Acorde con su posición de principal abastecedor vía PCE, en el período 1985-1993, Venezuela otorgó más financiamientos a largo plazo que México. Se nota también una mayor agilidad en la colocación de los fondos venezolanos.
 - El atraso en los pagos de algunos países con respecto a México y Venezuela ha motivado su exclusión temporal o permanente de los beneficios del PCE. Esto explica en parte la distribución desigual en la utilización de financiamientos de largo plazo. Tres países en conjunto recibieron 68% del total de los recursos otorgados: Guatemala, 24%; Costa Rica, 22%, y Honduras, 22%; en tanto que a El Salvador y Nicaragua se destinaron 15% para cada uno. Panamá no ha recurrido a los financiamientos de largo plazo.
 - La utilización de los recursos, en el caso mexicano, presenta una mayor asimetría si se desglosa por país de origen: Honduras y Guatemala obtuvieron, respectivamente, 48% y 23% de los créditos de largo plazo concedidos.
- 4) En cuanto a las ventajas de los financiamientos del PCE, tanto de México como de Venezuela, se consideran las siguientes:
- Ausencia de riesgo cambiario en el proceso financiero, debido al uso de una sola moneda (dólares estadounidenses), tanto en desembolsos como en servicio de los préstamos.
 - Posibilidad de financiar proyectos pequeños que no son atractivos para las agencias financieras multilaterales.
 - Facilidad de contar con una fuente adicional de fondos, en momentos en que los recursos de las agencias multilaterales para proyectos de infraestructura se habían reducido, conforme a las nuevas políticas que asignan alta prioridad a los proyectos sociales.
- 5) Asimismo se han detectado las siguientes limitaciones:
- La rigidez derivada de la obligatoriedad de comprar un porcentaje mínimo de productos provenientes de los países otorgantes (77% para México y 60% para Venezuela).
 - Los plazos de los préstamos inferiores a los concedidos por agencias multilaterales.

- El nivel de los intereses moratorios, comparativamente alto.

6) Los países están interesados en que continúe vigente el PCE; sin embargo, al mismo tiempo consideran conveniente incorporar algunas cláusulas en sus futuras renovaciones, cambios que beneficiarían a ambas partes y reafirmarían la vocación del PCE como programa pionero en la cooperación extrarregional con el Istmo Centroamericano. En principio, existe consenso entre los países de la región para promover las siguientes recomendaciones como prioritarias para su consideración por parte de México y Venezuela:

- La inclusión de productos derivados entre los suministros contemplados en el PCE.
- La extensión de los beneficios del PCE a las compras que efectúe el sector privado.
- La equiparación de las condiciones de los financiamientos en materia de tasas de interés, con las prevalcientes en los mercados financieros internacionales cuando se trate de préstamos de corto plazo o de balanza de pagos.
- La incorporación de otros países como fuentes de suministro del PCE, particularmente Colombia, por formar parte del Grupo de los Tres.

iii) Seminario sobre la armonización de las especificaciones de lubricantes. 18/ El Seminario se llevó a cabo los días 28 y 29 de julio de 1994, con el apoyo técnico de la Universidad de Texas A&M, en cuya sede en College Station, Texas, se realizó el primer día del evento. También se contó con la valiosa colaboración de las compañías EXXON y PENNZOIL, mediante presentaciones técnicas y, durante el segundo día, visitas a sus refinerías, plantas de producción y centros de investigación. Asimismo, PEMEX brindó asesoría técnica a los países del Istmo Centroamericano. También participaron representantes de los organismos encargados del subsector hidrocarburos de los seis países del Istmo Centroamericano.

A continuación se presenta un resumen de los resultados más importantes:

1) El volumen anual de importaciones de lubricantes y grasas para el consumo interno de los seis países centroamericanos en 1993 se estima en 550 Mbbls, equivalentes al 1% de las importaciones de hidrocarburos, pero con un valor de orden de 76 millones de dólares, equivalentes al 6% de la factura petrolera anual.

2) En todos los países existe un mercado libre para producir, importar y comercializar lubricantes, sin control de precios. Las Direcciones Generales de Hidrocarburos u otras oficinas

18/ Véase, CEPAL, *Istmo Centroamericano: Informe sobre el seminario/taller sobre la armonización de las especificaciones de los lubricantes* (sin siglas), 18 de agosto de 1994.

encargadas del subsector hidrocarburos de los países, no desempeñan ningún papel en las distintas fases del suministro de estos productos y sus ingredientes.

3) A excepción de un reglamento de 1985 en Guatemala, en los demás países no se controlan legalmente las especificaciones referentes a las calidades que deben cubrir los lubricantes comercializados.

4) En la mayoría de los casos, aparecen las especificaciones según estándares internacionales en los envases del producto; con todo, hay dudas sobre el cumplimiento de las especificaciones ofrecidas.

5) Las Direcciones Generales de Hidrocarburos ejercen, entre sus atribuciones, la revisión de los requisitos mínimos de calidad de los lubricantes; sin embargo, debido a la limitación de recursos, generalmente no llegan a cumplir totalmente este objetivo.

6) Los gobiernos no cuentan con ningún programa de orientación al consumidor.

Uno de los puntos centrales de discusión fue la necesidad de legislar o reglamentar las calidades de los lubricantes. Algunos expertos, tomando como base el sistema utilizado en los Estados Unidos y otros países, opinan que no es necesario legislar en ese campo, dado que por una parte existe suficiente información y educación para los usuarios, y por la otra, los fabricantes de lubricantes, al igual que ocurre en otra clase de productos, para mejorar su competitividad deben garantizar la calidad de los productos que ofrecen, para lo cual se amparan en los certificados de calidad que otorgan según estándares acordados por la industria, luego de cumplir satisfactoriamente con las pruebas respectivas ante instituciones especializadas.

En cambio, en México existe una norma para lubricantes desde 1990, la cual establece los requisitos mínimos de calidad y la información comercial que debe contener todo aceite lubricante para vehículos automotores. Esta norma actualmente se halla en proceso de revisión según estándares internacionales para, además de proteger al consumidor, dar respaldo a los pequeños productores.

Los expertos de los países del Istmo Centroamericano estiman que un porcentaje alto (más del 60%) de los lubricantes que se distribuyen en la región, satisface los estándares de calidad con los que se comercializan; no obstante, manifestaron su preocupación por los lubricantes producidos por las plantas mezcladoras y los productores e importadores pequeños, que inclusive comercializan aceites reciclados.

Entre las acciones que se podrían emprender en el futuro figuran el intercambio de información sobre proyectos de normalización, con miras a una armonización de normas para el mercado regional; la realización de estudios y actualización de cifras sobre el parque automotriz de cada país; recopilación de datos más precisos sobre la producción, importación y exportación de lubricantes, así como la capacitación de funcionarios y la educación del público consumidor (sobre este último punto, la Universidad de Texas A&M ofreció su colaboración).

c) Nuevo enfoque de la cooperación regional futura

En vista de la transformación que están experimentando los subsectores de hidrocarburos de la región, el concepto de la cooperación regional en este ramo también debería ajustarse. Además de la voluntad política de los gobiernos y el interés general de los pueblos, se requiere de iniciativas de la industria privada de los seis países, que tanto dependen de suministros del exterior. Las principales razones que deben impulsar los esfuerzos de los Estados y de las compañías privadas para implementar una estrategia común, según las condiciones actuales del subsector, son las siguientes:

i) La necesidad de coordinar y orientar la cooperación internacional en el Istmo Centroamericano para maximizar su aporte al desarrollo de los países, con acciones concretas y viables, tanto técnica como económicamente; ^{19/} la necesidad de reforzar las relaciones con los países proveedores, con objeto de llevar a cabo negociaciones conjuntas con los gobiernos y empresas petroleras estatales y privadas para ampliar las opciones comerciales, diversificar las fuentes de suministro y obtener condiciones competitivas para un abastecimiento seguro en cuanto a cantidad y calidad, según la demanda actual del mercado regional;

ii) Las posibilidades de obtener financiamiento de proyectos bilaterales o multinacionales entre países vecinos, para explotar economías de escala y conceptos logísticos comunes dentro de este mercado regional de tamaño relativamente reducido, y

iii) La necesidad de armonizar los precios, sistemas fiscales, estándares de calidad y normas ecológicas asociadas con la comercialización y el consumo de hidrocarburos.

2. Los avances en la transformación del subsector hidrocarburos

Como en el resto del sector energético de América Central, en el subsector hidrocarburos continúa en curso una profunda transformación estructural. Los cambios consisten principalmente en lo siguiente:

a) Abandono del monopolio del Estado como importador, papel que asumió debido a los términos del Acuerdo de San José

b) Liberalización de precios de importación y comercialización

c) Desregulación de otras actividades antes reservadas al Estado

d) Fomento de la participación de la iniciativa privada en los servicios

e) Inversión de capital privado en la rehabilitación y ampliación de la infraestructura

^{19/} Consideración del Informe de la IV Reunión del FREAC, San José, Costa Rica, 25-27 de marzo de 1993.

De una situación de dominio estatal en la importación y la definición de políticas de precio, en la que muchas empresas transnacionales gozaron de utilidades garantizadas, se debería pasar a otra muy diferente. Precisamente, las reformas deberían tender hacia un Estado que reduzca sustancialmente su intervención y juegue el papel principal en la planificación estratégica para garantizar el abastecimiento óptimo, supervise la evolución de los mercados para asegurar la competencia entre los actores, así como para evitar distorsiones y la formación de cárteles, y fomente la diversificación de los mercados con inversiones privadas.

Un proceso tan complejo como la privatización y liberalización del subsector hidrocarburos no se lleva a cabo sin problemas u oposiciones diversas, especialmente en países que dependen totalmente de la importación de petróleo y sus derivados. Organismos multilaterales de financiamiento como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo, el Fondo Monetario Internacional, y las agencias de cooperación técnica de varios países industrializados, están apoyando los esfuerzos de los países de la región. Por otro lado, la CEPAL y la OLADE han contribuido también con asistencia técnica a los países. Los procesos de privatización y liberalización del sector energía, en el contexto de proyectos más amplios para otras áreas del sector público, frecuentemente han sido condicionantes para la aprobación de préstamos y otras formas de ayuda económica por parte de las agencias e instituciones multilaterales y bilaterales, sin que necesariamente las reformas instrumentadas sean las más adecuadas.

A fin de cumplir con el mandato de dar seguimiento a las reformas de los subsectores petroleros de la región, se proporciona un resumen actualizado de los avances en los seis países.

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 de petróleo así como la importación y distribución a granel de derivados, por conducto de la Refinadora Costarricense de Petróleo, S.A. (RECOPE). Este manejo de los hidrocarburos fue ratificado formalmente por la Asamblea Legislativa el 9 de agosto de 1993.

En el marco institucional, el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas rige las actividades de los subsectores hidrocarburos y eléctrico. El Servicio Nacional de Electricidad (SNE) tiene la responsabilidad de fijar los precios de los combustibles, además de las tarifas de electricidad, agua y transporte.

La participación privada en el mercado de hidrocarburos en Costa Rica 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, en acuerdo con el Estado. La gran mayoría de las 260 estaciones de servicio en el país son operadas por propietarios privados nacionales, mientras que el resto pertenece a RECOPE (que las da en arriendo a la empresa privada), Shell y Texaco. 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 desde hace varios años, Costa Rica ha logrado comprar crudo y derivados en el mercado internacional a un costo muy conveniente y ha podido ofrecer precios al consumidor relativamente bajos, en comparación con los demás países de la región. Ello ha sido posible por el sistema de compras internacionales por licitación establecido por RECOPE, así como por el mecanismo de ajustes automáticos a los márgenes y a los precios internos, según las fluctuaciones de los precios internacionales.

Las importaciones de RECOPE se realizan conforme a una programación elaborada sobre un análisis comparativo entre la importación de productos limpios frente a la refinación local de crudo importado. Las compras y la contratación del transporte marítimo son licitados entre proveedores precalificados.

La fijación de los precios internos, las tarifas de transporte terrestre y los márgenes de comercialización de distribuidores y expendedores, los establece el SNE 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. Se basa en una proyección de la demanda, el programa de producción de refinería, los márgenes de comercialización, gastos de operación, servicio de la deuda, impuestos e inversiones. Con estos elementos se obtiene un precio promedio por barril que se denomina el "precio del coctel", dentro del cual aproximadamente el 58% corresponde al costo de la materia prima, 20% a costos de operación, 7% a inversiones y 15% al servicio de deuda.

ii) Fijación extraordinaria, generada por comparación continua entre el precio estimado y el precio real y tomando en cuenta la tasa de cambio de la moneda. Es un mecanismo que permite ajustar los precios internos, en caso de que el "precio del coctel" se desvíe más de 5% del precio internacional.

Hasta cierto punto, las experiencias positivas con este sistema de compra y de control de precios y márgenes, podrían servir como ejemplo para los demás países de la región durante el período de transición de un mercado regulado a uno de liberalización gradual. Otro aspecto interesante es la posibilidad de expandir las actividades de RECOPE a los países vecinos. Su tamaño, su situación económica y el nivel profesional de su personal, calificarían a la empresa estatal como competidor de las empresas transnacionales que actualmente dominan la cadena de abastecimiento en la región.

b) El Salvador

El ente regulador del subsector es la Dirección de Energía, Minas e Hidrocarburos, que funciona desde 1992 como parte del Ministerio de Economía. Las políticas del sector energía, incluyendo la Comisión Ejecutiva del Río Lempa (CEL) para el subsector eléctrico, son dictadas por el mismo Ministerio de Economía y el Ministerio de Planificación, con apoyo de la Dirección de Comercio Interno e Industria, que maneja las leyes relacionadas con la comercialización y realiza

tareas como encuestas de precios, control de infracciones a los precios o acaparamiento, alteraciones de calidad y volumen.

El principal importador de derivados es la refinería (propiedad de las empresas Esso y Shell), en tanto que la CEL adquiere del exterior el diesel para la generación eléctrica, y la Texaco inicia recientemente sus actividades de importación directa.

Durante muchos años la base del sistema de abastecimiento del país fue el monopolio del Estado sobre la importación de petróleo y el control de los precios y márgenes de comercialización. Este régimen causaba distorsiones en la estructura de los precios al consumidor, recargos y subsidios cruzados, dando como resultado ganancias garantizadas para el gobierno y para ciertos participantes en la cadena de abastecimiento.

Como componente esencial en el marco de la política de reestructuración económica, en febrero de 1992, el Gobierno de El Salvador inició un proceso de liberalización del comercio de hidrocarburos. Primero se terminó con los controles de los márgenes de comercialización de la gasolina especial y, en septiembre del mismo año, se prosiguió con la liberalización de los precios al consumidor de los demás productos petrolíferos, excepto los precios subsidiados del gas licuado para ciertos grupos de consumidores y del diesel para el transporte público. Continuando con esta política, mediante la expedición del Acuerdo No. 46 del 26 de enero de 1994, el Ministerio de Economía implantó un nuevo sistema de control de precios máximos para los combustibles. Dicho Acuerdo está cumpliendo la primera fase de un cambio fundamental en el sistema de abastecimiento y en la estructura del mercado nacional de hidrocarburos del país. Estos cambios resultaron de una serie de estudios y recomendaciones por parte de expertos nacionales e internacionales, apoyados por organismos internacionales como el Banco Mundial, US-AID, etc. También han participado la CEPAL y OLADE.

A partir de enero de 1994, el gobierno no participa en la importación de crudo y derivados. Empresas privadas, debidamente autorizadas para comercializar hidrocarburos, pueden hacerlo libremente. Si surgen nuevas empresas que deseen importar, tienen que solicitar autorización al Ministerio de Economía, en virtud del Acuerdo No. 277 del 18 de mayo de 1993, que establece que mientras no se dicten las normas y especificaciones técnicas deberá cumplirse con los trámites normales. La Dirección de Energía, Minas e Hidrocarburos continúa controlando las operaciones de descarga de petróleo y derivados en lo referente a calidad y cantidad del producto. Lo que se ha observado a partir de la fecha en que el Estado dejó de participar en la importación de productos limpios, es que el tamaño de las parcelas de importación ha aumentado.

Existe una liberalización completa de los precios de importación al retirarse el gobierno de las importaciones de crudo y derivados. Respecto de la comercialización, a partir del 28 de enero de 1995, entró en vigencia el Acuerdo No. 46 del 26 del mismo mes, mediante el cual se implementa el "Sistema de Precios de Paridad de Importación", que se basa en el cálculo de un precio máximo de facturación de la refinería e importadores a las compañías distribuidoras. Esto significa que el importador o refinador local puede vender por debajo de ese precio, pero no por encima. El nuevo sistema tiene la ventaja de que en el precio de venta al consumidor se ven reflejadas las variaciones en el mercado internacional. Como también se desregularon los márgenes de utilidad de las compañías petroleras, de los expendedores de gasolina y demás participantes en la cadena de

comercialización, se sentaron las bases de una competencia de precios para que el consumidor pudiera beneficiarse seleccionando la oferta más económica.

El Sistema de Precios de Paridad de Importación define ciertos factores variables y fijos para cada derivado del petróleo, con excepción de los productos no energéticos que quedan al libre juego del mercado, y el diesel y gas licuado, para los cuales se mantiene por el momento el sistema anterior de subsidio y control. El elemento principal de esta fórmula es el precio fob, y se utilizan como referencia los precios de los derivados del petróleo de la Costa del Golfo de los Estados Unidos, que cambian diariamente. El precio de referencia se calcula semanalmente estableciendo un promedio de los valores diarios publicados por el Platt's Global Alert, denominados "Platt'S U.S. Gulf Coast Spot Assesment-Waterborne", más un factor de 0.045 dólares por galón (equivalente a 1.89 dólares por barril), resultado de las negociaciones entre el gobierno y las empresas petroleras. Además, se incluyen costos variables (en dólares) para flete y seguro marítimo, pérdidas en tránsito y almacenamiento, impuestos de importación, y costo de carta de crédito. Por otra parte, los factores fijos (en dólares) se refieren al costo de descarga del buque-tanque, de regulación y control, de operación de la terminal de importación y un margen de beneficio de la terminal. Se usa el tipo de cambio de venta en el mercado bancario y se agregan ciertos recargos en moneda nacional.

Durante el corto período transcurrido desde la terminación del monopolio estatal de la importación, el número de actores en la cadena de comercialización no se ha incrementado, pero existen perspectivas. Sin embargo, cabe mencionar que desde diciembre de 1993, la Texaco inició actividades como importador de diesel, aunque a precios más altos que los adquiridos en el exterior por la CEL y la refinera. Se tiene conocimiento del interés de Texaco por ampliar sus instalaciones para importar los demás productos. La empresa Coastal Power Production Company se ha asociado con una empresa salvadoreña para instalar una planta termoeléctrica y pretende construir sus propias instalaciones para abastecerse del combustible. Los precios de los combustibles se han incrementado desde su liberalización, pues los márgenes de las compañías distribuidoras y de las gasolineras han experimentado un alza, debido en parte a la existencia de mercados relativamente cautivos y a la consecuente falta de interés en la competencia durante esta primera etapa.

c) Guatemala

La Dirección General de Hidrocarburos (DGH), del Ministerio de Energía y Minas, se encarga de regular, supervisar y fijar normas y precios para el subsector de hidrocarburos, así como de supervisar las actividades de exploración y explotación petrolera en el país. El gobierno interviene solamente en las formalidades de documentación para la importación de crudo, principalmente para cumplir con los requisitos del Pacto de San José.

Existen alrededor de 525 gasolineras en el país, propiedad de los expendedores que mantienen contratos con las compañías distribuidoras. Los principales importadores de productos limpios son Texaco (también propietaria de la refinera) y Esso, con terminales en el Pacífico, así como Shell, con terminal en la costa del Atlántico. Además, la empresa eléctrica ENRON, que inició operaciones en enero de 1993, importa directamente el total de sus requerimientos de fuel oil. El transporte terrestre está a cargo de empresarios privados.

En el pasado, Guatemala fue un caso típico de regulación y control total del sistema de precios y márgenes de los combustibles. Como resultado, la refinera operaba con una ganancia garantizada, mientras que los distribuidores, transportistas y expendedores lo hacían con márgenes fijados por el Estado. En forma similar a lo ocurrido en Honduras y Panamá, las empresas importadoras facturaron con precios basados en las cotizaciones del Platt's para el Caribe, a pesar de que este mercado prácticamente ya no existe y de que en realidad los embarques de productos limpios provienen principalmente de puertos norteamericanos; en consecuencia, los precios de importación fob de los tres países estuvieron por encima de lo que Costa Rica pagó al licitar sus compras. Al mismo tiempo, existía un fondo compensatorio para absorber las diferencias entre los precios al consumidor y el costo real de la importación y distribución de los combustibles, así como para sostener una política de subsidios cruzados de las gasolinas hacia el diesel y el gas licuado.

La reforma del sistema vigente empezó con la Ley de Impuesto a la Distribución del Petróleo Crudo y Combustibles Derivados del Petróleo de 1992 que derogó, entre otras, las disposiciones que regulaban los requisitos para empresas dedicadas a la importación. El 1 de julio de 1993, el Gobierno de Guatemala autorizó por Decreto al Ministerio de Energía y Minas, para que aplicara los precios Platt's de la costa de golfo de los Estados Unidos, como base de cálculo del costo de importación. Sin embargo, debido a las protestas de las empresas petroleras, el Congreso de la República suspendió parte de las nuevas reglas por tiempo indefinido, hasta que se establezcan las disposiciones que regulan los precios de los derivados y las normas de comercialización. Mientras tanto, ya se encuentra en proyecto la nueva Ley de Comercialización de Hidrocarburos que sustituirá a la Ley Reguladora de 1983. También se está preparando la revisión de normas y especificaciones de calidad para los productos petroleros y un análisis de eficiencia en el empleo de combustibles para la generación eléctrica.

En julio de 1992 el gobierno redujo el precio de las gasolinas y las kerosinas, al tiempo que se mantuvieron sin cambio los correspondientes al diesel y el gas licuado. El alza de precios en el mercado internacional durante el segundo semestre de 1992, aunado al aumento estacional de la demanda de diesel, dieron origen a un déficit en el fondo compensatorio a fines del mismo año. Esta tendencia continuó durante 1993, al no modificarse los precios de la gasolina y el diesel y autorizarse un incremento en los márgenes de importadores, expendedores y transportistas. Finalmente, en febrero de 1994 se desregularon los precios de las gasolinas y el diesel, con lo cual se eliminaron los subsidios cruzados entre ellos, y se introdujo un subsidio directo para ciertos consumidores del gas licuado. En la actualidad, el Estado sólo regula los precios máximos de los productos puestos en puertos nacionales, dejando en manos del mercado los márgenes del resto de la cadena de comercialización; para esto, se toma como referencia los precios Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos, más un ajuste adicional de 0.045 dólares por galón, así como factores para flete marítimo, seguro y pérdidas en tránsito.

Como parte de la liberalización, durante 1994 iniciaron operaciones dos nuevas empresas importadoras, Liquisa y la Quinta Compañía, aunque por ahora con volúmenes muy pequeños y concentrados en el diesel sin plomo recibido de México vía terrestre. Además, se espera que inicie actividades otra empresa más, Copensa, que importará vía marítima y descargará en terminales arrendadas.

El país todavía carece de un marco regulador moderno para la supervisión del mercado liberalizado, así como de la aplicación de un sistema tributario eficiente y la implementación de un mecanismo de precios máximos de referencia. Como consecuencia de esta situación hubo aumentos en los precios y márgenes sin base racional, captación de los beneficios por los importadores-distribuidores y los expendedores, y por otro lado, una situación deficitaria para el gobierno.

d) Honduras

En el pasado, la adquisición de petróleo crudo y refinados era monopolio de la "Comisión Administradora de la Compra-Venta y Comercialización del Petróleo y todos sus Derivados" (CAP), creada en 1983 y formada por delegados del Ministerio de Economía y Comercio —que lo preside—, del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del Banco Central. La importación fue manejada exclusivamente por la refinería de la Texaco, que operó 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.

El país cuenta aproximadamente con 320 gasolineras, de las cuales solamente 30 son propiedad de particulares y el resto pertenece a las compañías petroleras que las arriendan a operadores privados. El transporte de combustibles está en manos de empresarios independientes.

La liberalización del subsector hidrocarburos de Honduras fue recomendada por organismos financieros internacionales para ser implantada 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 de referencia (posting) para el Caribe, con factores de transporte terrestre variables según la zona del país. La desregulación fue total para el asfalto, la gasolina de aviación y las grasas y lubricantes. Para ciertos productos de importancia socioeconómica, como es el caso de la kerosina y el GLP en presentaciones pequeñas, se mantienen subsidios en función del precio internacional, y se tenía previsto reestructurarlos durante la siguiente etapa de liberación. La Ley de Protección al Consumidor permite al Ministerio de Economía someter a control de precios de importación los productos que considere de consumo popular. La administración y vigilancia del nuevo sistema de control de precios está a cargo del Ministerio de Economía y Comercio a través de la CAP.

En octubre de 1992 se abrió la importación de productos limpios para la libre competencia, no solamente para las compañías petroleras nacionales e internacionales, sino también para los consumidores industriales de propiedad privada o estatal. La consecuencia más significativa de las nuevas reglas fue la decisión de la Texaco de convertir la refinería de Puerto Cortés —ubicada en la costa del Pacífico— en terminal de almacenamiento de combustibles, para dedicarse a la importación de productos refinados. Como anteriormente se mencionó, desde 1991 se cuenta con la terminal de almacenamiento e importación de derivados de la empresa nacional Petrotela, en la costa atlántica y, desde fines de 1993, la de Petrosur en el Pacífico, ambas relacionadas a la compañía Esso como su abastecedor principal. Así, a pesar de disponer de una amplia infraestructura para la importación de derivados, el abastecimiento de Honduras está dominado por

dos empresas transnacionales. Es importante subrayar que la segunda fase, denominada de liberalización total, no ha sido instrumentada todavía y se halla en revisión por el actual gobierno.

e) Nicaragua

El Instituto Nicaragüense de Energía (INE) se desempeña actualmente como el organismo regulador de los subsectores electricidad, hidrocarburos y otras fuentes de energía, y al mismo tiempo, como empresa eléctrica nacional. A inicios de los años ochenta, ante los efectos devastadores de la segunda crisis del petróleo, y en el marco del Pacto de San José, el Estado asumió el monopolio del suministro de los hidrocarburos importados, por conducto de la Empresa Nicaragüense del Petróleo (Petronic), controlada por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH). En 1989 se reformó la DGH, separando de Petronic las funciones reguladoras e institucionales, con excepción del monopolio de la importación y exportación de hidrocarburos. Al encomendar a Petronic las actividades empresariales, la DGH asumió directamente las funciones reguladoras para el subsector. A partir de febrero de 1994 se realizó una reorganización administrativa del INE, que implicó la desaparición de la DGH. Petronic, Lubnica (empresa estatal de lubricantes), y Enigas (distribuidora de gas licuado), pertenecen ahora a la nueva División de Empresas y Servicios Administrativos. Para la regulación y fiscalización del sector de energía se creó la Dirección Sectorial de Energía.

Petronic realiza la importación de petróleo crudo y reconstituido por Puerto Sandino en la costa del Pacífico, así como la entrega a la compañía Esso, que lo traslada por oleoducto hasta su refinería en Managua. La mayoría de los productos refinados se importan por Puerto Corinto, en el Pacífico, y cantidades menores por la costa del Atlántico.

En el país operan más de 180 gasolineras. La gran mayoría son de propiedad privada y tienen contratos de concesión con las compañías distribuidoras Esso, Shell, Texaco y Petronic. En el transporte participan empresarios independientes y las mismas empresas petroleras con sus unidades.

Nicaragua también tenía un sistema de precios y márgenes fijados y basados en los precios "cost plus" de la refinería, que garantizaba las ganancias para los participantes en la cadena de abastecimiento. La importación, transformación, comercialización y distribución de hidrocarburos se realizan hasta la fecha de acuerdo con una serie de decretos, reglamentos y decisiones del gobierno, sin embargo, gran parte de los aspectos relacionados con tales actividades no cuentan con un reglamento sistemático.

Como en otros países de la región, la reestructuración del marco legal vigente y la reorganización institucional han sido fomentadas por las iniciativas de organismos internacionales durante los últimos años. Con la asistencia de consultores internacionales, el INE ha elaborado y presentado propuestas para el subsector de hidrocarburos, principalmente dirigidos a separar las funciones normativas de las empresariales y a promover el mayor grado de competencia posible y deseable en el mercado interno de los hidrocarburos. Se ha buscado que, además de proteger los intereses nacionales, se reserve un espacio para negociar libremente los precios y márgenes de distribución y términos contractuales para inversionistas privados en la expansión de la

infraestructura de importación, manejo y comercialización de hidrocarburos, así como en la exploración petrolera dentro del país. Uno de los objetivos más importantes de la reestructuración del subsector consiste en la terminación del monopolio de importación de petróleo que ejerce la empresa estatal Petronic, y concretar su posible privatización.

Mientras se concluyen los anteproyectos de una ley de importación y comercialización, y de una ley de exploración y explotación de hidrocarburos, el gobierno ya implementó ciertas medidas de desregulación, entre ellas las siguientes:

- i) En enero de 1988 se liberó la importación de lubricantes.
- ii) En agosto de 1988 se suprimió totalmente el sistema de control y racionamiento de la gasolina automotor.
- iii) En enero de 1989 se eliminaron los cupones y se controló la distribución por administración de cuotas. A partir de esta fecha, se inició un proceso de reducción acelerada de personal en Petronic y se estableció el marco de referencia para un proceso ordenado de liberalización de los combustibles.
- iv) En noviembre de 1989 se liberalizaron los márgenes de comercialización de gasolina de aviación y de fuel oil.
- v) A partir de 1990, se liberó el sistema de asignación de cuotas de distribución a nivel nacional para todos los productos derivados.
- vi) En febrero de 1992 se procedió a la eliminación de tarifas de transporte del margen de las empresas petroleras, así como del precio único y establecimiento de precios territorializados.
- vii) En junio de 1992 se liberalizaron los márgenes de comercialización de asfalto y solventes.
- viii) En julio de 1993 se liberalizaron los márgenes de comercialización de gasolina súper.
- ix) También en julio de 1993, se liberalizó totalmente el mercado de combustibles en la Costa Atlántica, en donde Petronic es el único proveedor.
- x) A fines de 1993, el INE decidió privatizar o disponer de los bienes de capital de Lubniva y Enigas, proceso que todavía no ha concluido.

En lo relativo al precio de los hidrocarburos, las propuestas para el nuevo marco legal se basan en que los precios de cada producto deberán reflejar su costo real de importación, transformación y comercialización, como una manera de incentivar el desarrollo de los recursos energéticos autóctonos, el autofinanciamiento de las operaciones e inversiones del subsector, y el uso eficiente y racional de la energía. El INE se orienta a adoptar el sistema de precios máximos basados en la paridad de importación, según las cotizaciones de Platt's para la Costa del Golfo de Estados Unidos.

f) **Panamá**

La Dirección General de Hidrocarburos (DGH), 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. Por otra parte, la Oficina Nacional de Regulación de Precios se encarga de fijar los precios para diversos productos agrícolas, medicamentos, transporte y, hasta 1992, también para los hidrocarburos.

Existen alrededor de 320 estaciones de servicio, el 20% de las cuales pertenece a la Texaco, y el resto a particulares. Las empresas distribuidoras son Texaco, Esso, Shell y algunas locales.

Panamá fue el primer país del Istmo que cumplió con el proceso de transformación del subsector de hidrocarburos de una manera organizada y negociada con los participantes más conspicuos de la cadena de abastecimiento. El caso de este país es más complicado debido a la existencia de la Refinería de Texaco, cuyas instalaciones son más grandes que en los otros países y, obviamente, tiene un potencial efectivo para su modernización y un mercado más diversificado, que incluye exportaciones en el área del Canal. Después de casi un año de deliberaciones y negociaciones, la reforma del mercado petrolero nacional se realizó, de conformidad con una serie de Decretos y Reglamentos que entraron en vigor entre julio de 1992 y mayo de 1993.

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 de petróleo, con excepción —como en los demás países— del gas licuado en cilindros pequeños. Asimismo, el arancel de importación de los productos derivados fue modificado, resultando en impuestos más bajos que los vigentes hasta el 30 de septiembre de 1992. Estos derechos aduaneros y el impuesto de consumo de las gasolinas son los únicos impuestos que actualmente tienen los derivados del petróleo. Las medidas representan un sacrificio extraordinario para la tesorería del Estado, en beneficio del consumidor. En Panamá también se adoptó el sistema precios de paridad de importación, tomando como base los precios de referencia del Caribe que, como se ha comentado en este documento, son superiores a los publicados en el Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos. El Ministerio de Comercio e Industrias publica cada 14 días los precios de referencia, que toman en cuenta como factores variables —además de precio fob antes citado— el flete entre los puertos de Curazao y Cristóbal, el seguro marítimo, las pérdidas en tránsito y almacenamiento, y los costos de cartas de crédito, así como, por otra parte, los costos fijos que se refieren a descarga del tanquero, operación de la terminal de almacenaje y los costos de capital.

También en septiembre de 1992, el gobierno firmó un nuevo contrato con la compañía Texaco para la Refinería Panamá, aprobado por la Asamblea Legislativa el 31 de diciembre de 1993. 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. Después, la protección decrece a una tasa de 1% anual, hasta un mínimo de 5% a los quince años de implantada la medida.

Adicionalmente, la empresa se comprometió a realizar un programa de inversiones por un monto de 77.6 millones de balboas, en un plazo de cinco años, para optimizar sus instalaciones y mejorar su eficiencia de producción, lo cual incluye aumentar la producción de gas licuado hasta cubrir 100% del consumo nacional.

En el período comprendido entre enero y julio de 1994, según el contrato entre Texaco y el gobierno, la tarifa de protección de las gasolinas y diesel liviano fue suspendida en ocho ocasiones, a fin de permitir la libre importación de estos productos, en vista de que la refinería local tenía un inventario inferior a diez días de consumo. Las compañías Esso, Shell y Río Energy importaron al mercado doméstico productos libres de la tarifa, lo cual garantiza el abastecimiento ininterrumpido de estos derivados. Esta libre importación permitió evaluar la eficacia del nuevo esquema y hacer los ajustes necesarios.

El proyecto de reestructuración incluyó incentivos para empresas petroleras que se conviertan en zonas libres, las que gozarán de beneficios tributarios contemplados en el Código Fiscal, tales como el pago de únicamente 8.5% del impuesto sobre la renta. Las zonas libres son recintos cerrados, con controles aduaneros, en los que se pueden realizar actividades de importación, transformación, almacenamiento, reexportación, trasiego, y venta al mercado doméstico de petróleo crudo, semiprocésado o cualquiera de sus derivados. Hasta el momento se han constituido cuatro zonas libres, y se han otorgado 14 permisos de operación a los usuarios. En fecha reciente se firmó el contrato de operación de la finca de tanques de almacenamiento ubicada en Gatún, Provincia de Colón (Costa Atlántica) y adjudicada en concesión a la empresa Atlantic Pacific. Esta finca consiste en 35 tanques de almacenamiento, con una capacidad total de 1,198,000 barriles.

La DGH tiene bajo su responsabilidad el Registro Obligatorio de Empresas Petroleras, en el que deben registrarse las empresas que deseen operar en el territorio nacional y vender sus productos en el mercado doméstico, ya sea como importadores o usuarios de una zona libre. Hasta la fecha se han registrado 27 empresas como importadoras.

1. The first part of the document is a letter from the author to the editor, dated 10/10/1954. The letter discusses the author's interest in the subject of the journal and the possibility of publishing a paper on the topic. The author mentions that he has been working on the subject for some time and has accumulated a large amount of material. He asks the editor if the journal would be interested in publishing his paper and if so, what the conditions would be. The editor's response is not included in the document.

**Este documento fue elaborado por la Subsección 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**