NACIONES UNIDAS

COMISION ECONOMICA
PARA AMERICA LATINA
Y EL CARIBE - CEPAL

Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.317
21 de octubre de 1996

ORIGINAL: ESPAÑOL

ISTMO CENTROAMERICANO: INFORME SOBRE ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS, 1995

96-10-65

INDICE

PRESENTACION

Este informe sobre el abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano durante 1995 fue elaborado en el marco del proyecto de asistencia técnica que ejecuta la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de un convenio con la República Federal de Alemania.

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

Conviene notar que a partir de ahora cambia el período cubierto por cada informe, pasando de la modalidad anterior (julio de un año a junio del siguiente), a la presentación por año calendario. Por esta razón, ya no se repiten algunos análisis contenidos en el documento que abarcó hasta el primer semestre de 1995.

RESUMEN

La demanda total de derivados del petróleo en el Istmo Centroamericano se incrementó 9.4% en 1995, tasa menor a la observada el año anterior (14.7%). Unicamente en Honduras el ritmo de crecimiento del consumo fue superior en 1995 (21.8%) al de 1994 (13.3%), debido al intenso avance de la generación termoeléctrica. En Costa Rica se reportó el alza más baja (3.3%). El consumo total de hidrocarburos en la región pasó de 59.7 millones de barriles en 1994 a 65.3 millones de barriles en 1995. Con respecto al mercado regional, Guatemala representa poco más de la cuarta parte, en tanto que Nicaragua sólo el 9.5%. Durante la primera mitad de la década de los noventa, los requerimientos totales de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano aumentaron poco más de dos tercios, que equivalen a una tasa promedio anual de 11%; en ese sentido, destaca El Salvador con 15.8%.

El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la generación de electricidad, totalizó 51.8 millones de barriles en 1995; aunque su tasa de crecimiento fue alta (8.2%), se redujo con relación a la del año anterior (9.8%). Entre 1990 y 1995 el consumo final de hidrocarburos en la región se elevó 7.6% promedio anual, a mayor velocidad que durante la segunda mitad de los ochenta (3.6%), comportamiento que obedece sobre todo al mejor desempeño económico regional.

El volumen de combustibles consumido en la producción de electricidad ascendió a 13.5 millones de barriles (52.5% de diesel), 14.3% por encima del año precedente. Durante la década de los noventa el requerimiento de combustible para esta actividad creció de forma muy pronunciada (35.7% promedio anual), debido a las sequías de 1991 y 1994, al alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica derivado del mejoramiento de la actividad económica, así como a la ausencia de nuevos proyectos hidroeléctricos. De esta manera, con respecto a la demanda total de hidrocarburos, el consumo de derivados del petróleo en la generación de electricidad pasó de 7.6% en 1990 a 20.7% en 1995. Se espera que en los próximos años continúe en expansión el uso de combustibles en la generación de energía eléctrica, con excepción de Costa Rica, donde se están construyendo centrales hidroeléctricas y geotérmicas de capacidad mediana. Los demás países siguen recurriendo principalmente a alternativas térmicas para satisfacer el incremento de la demanda.

Las importaciones de hidrocarburos en 1995 ascendieron a 74.5 millones de barriles, o 204,000 barriles por día, lo que significa un aumento de 9.7% comparado con 1994. De este volumen, 60.1% correspondió a productos limpios, 25.8% a crudos naturales y 14.1% a crudos reconstituidos. En cuanto al total de derivados importados en la región durante 1995, 44% correspondió a diesel y 21.4% a gasolinas. Se reporta una notable expansión de las compras de *fuel oil* durante los últimos años, a causa de los requerimientos de este combustible en la generación de electricidad; mientras que en 1990 su importación había sido casi nula, en 1995 representó 18.9% de los derivados adquiridos.

El valor de la importación de petróleo y derivados en 1995 totalizó 1,557 millones de dólares (cif), 16.7% superior al año previo. Sin embargo, en los cinco países de Centroamérica el peso de la factura petrolera con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó de 12.1% en 1994 a 11.4% en 1995, mientras que aumentó en Panamá.

Venezuela continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano. A pesar de que su participación se redujo significativamente, de 51.8% en 1994 a 43% en 1995, este último porcentaje es el segundo más alto en su historia. La disminución se debió a que El Salvador y Nicaragua bajaron en más de 60% sus compras de petróleo reconstituido a Venezuela, país que en 1994 había suministrado el 100% de los requerimientos de sus refinerías, y lo sustituyeron principalmente con importaciones de crudo ecuatoriano y boliviano cargados en Panamá. La participación de México se redujo a 1.1% en 1995.

Costa Rica, a través de su empresa estatal, continuó importando derivados del petróleo a los precios fob más bajos de la región, similares a los reportados en Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos, y con fletes muy competitivos.

De especial relevancia para la infraestructura de refinación de la región fue la culminación del programa de inversiones por cerca de 80 millones de dólares en la refinería de Panamá. Sin considerar la refinería de Panamá, que no operó por varios meses en razón de los daños causados por un incendio, en 1995 las cuatro restantes utilizaron cerca del 89% de su capacidad, destacando Costa Rica con 95%, el más alto de su historia. En contraste, en Nicaragua el factor de utilización de la refinería descendió de 96% en 1994 a 85% en 1995, como resultado de que se licitó la importación de *fuel oil* para una de sus centrales termoeléctricas, habiendo ganado el concurso la empresa petrolera estatal. En 1995 la región contó con almacenamiento para un consumo de 46 días de petróleo crudo, 52 días de gasolina, 42 días de diesel y 21 días de gas licuado. Entre las recientes adiciones a la infraestructura de almacenamiento, sobresale la entrada en operaciones de una nueva terminal de 240,000 barriles y otra de gas licuado de casi 8,000 barriles, ambas en El Salvador.

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

Cabe subrayar que en 1995 se comercializó gasolina sin plomo en todos los países de la región y se definieron programas para eliminar los combustibles con plomo durante 1996.

Un análisis comparativo de las estructuras de formación de precios al consumidor final de los combustibles, para el cuarto trimestre de 1995, muestra que los más bajos márgenes agregados de toda la cadena de abastecimiento se presentan en Honduras para la gasolina superior, mientras que para el diesel esto mismo sucede en Costa Rica y Nicaragua. Sin considerar subsidios, los impuestos menores se aplican en El Salvador y los mayores en Nicaragua.

I. LA SITUACION ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGION

1. La demanda de derivados del petróleo

a) El consumo total

La demanda total de derivados del petróleo en el Istmo Centroamericano se incrementó 9.4% en 1995, tasa menor a la observada el año anterior (14.7%). Unicamente en Honduras el ritmo de crecimiento del consumo fue superior en 1995 al de 1994 (13.3%), debido al intenso avance de la generación termoeléctrica. En Costa Rica, El Salvador y Guatemala las alzas en 1995 fueron de 3.3, 10.6 y 7.1%, tasas mucho menores a las del año previo, mientras que en los restantes dos países el consumo total de combustibles aumentó alrededor de 9.4%, expansión ligeramente inferior a la de un año antes. El consumo total de hidrocarburos en la región pasó de 59.7 millones de barriles en 1994 a 65.3 millones en 1995. 1/ Con respecto al mercado regional, Guatemala representa poco más de la cuarta parte, en tanto que Nicaragua sólo el 9.5%; los demás países significan fracciones del mercado relativamente similares, entre 14.1 y 17.6% del total.

Durante la primera mitad de la década de los noventa, los requerimientos totales de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano se elevaron poco más de dos tercios, que equivalen a una tasa promedio anual de 11%. En dicho quinquenio la tasa promedio más notable se reportó en El Salvador (15.8%); en Panamá alcanzó 9.4%, en Nicaragua 6.7%, mientras que en los otros países se ubicó en el promedio regional.

b) El consumo final y su estructura por producto

El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la generación de electricidad, totalizó 51.8 millones de barriles en 1995; aunque su tasa de crecimiento fue alta (8.2%), se redujo con relación a la del año anterior (9.8%). En 1994 el alza en todos los países osciló alrededor del 10%; en 1995 este nivel de incremento se sostuvo en El Salvador y Guatemala, disminuyendo en el resto de la región, especialmente en Costa Rica, donde la tasa descendió a 5.3%. (Véase el gráfico 1.)

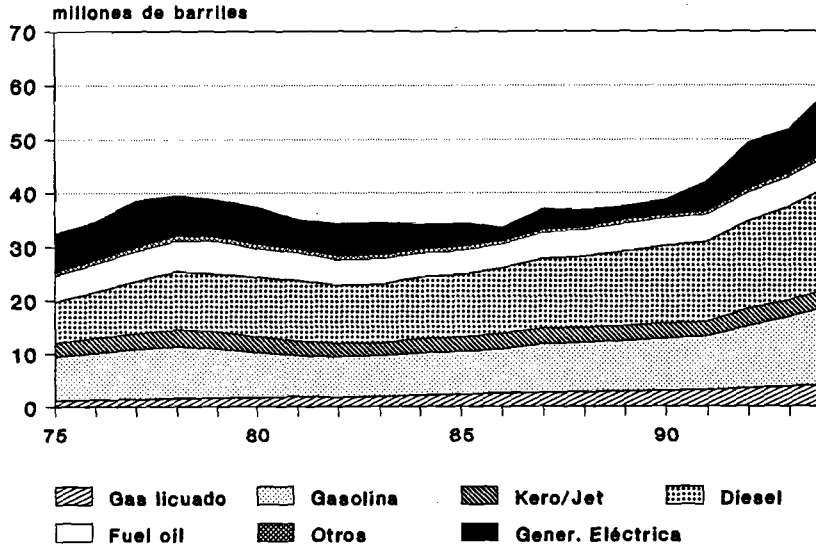
Entre 1990 y 1995 el consumo final de hidrocarburos en la región aumentó 7.6% promedio anual, a mayor velocidad que durante la segunda mitad de los años ochenta (3.6%), comportamiento que obedece sobre todo al mejor desempeño económico regional. Precisamente, durante el primer quinquenio de los noventa el producto interno bruto (PIB) se elevó 4.3% promedio anual, mientras que en el anterior había sido de sólo 2%. Corresponde destacar que la tasa de crecimiento del consumo final de hidrocarburos fue 1.8 veces la correspondiente al indicador de la actividad

---

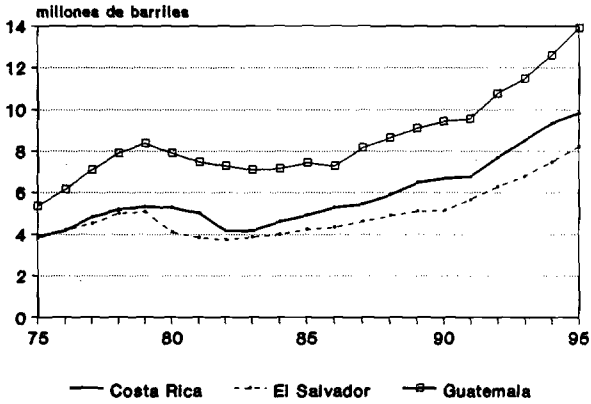
1/ Estas cifras no incluyen las ventas de búnker a barcos de bandera extranjera realizadas por Panamá, que se consideran exportaciones.

Gráfico 1

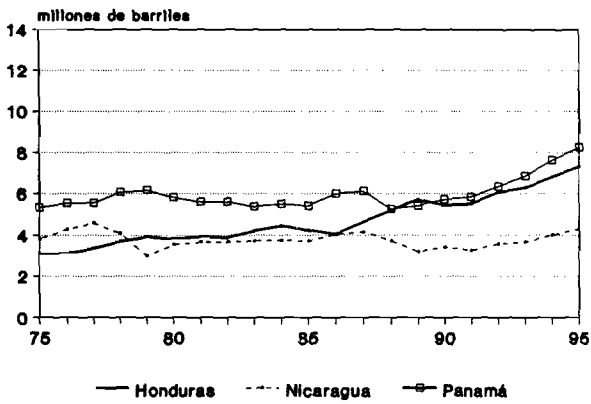
ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



No incluye consumo en gen. eléctrica



No incluye consumo en gen. eléctrica

económica. Si bien la evolución de esta relación depende del desarrollo de los medios de transporte, de la estructura de la actividad económica, del combustible usado para la cocción de alimentos, de la eficiencia en el uso de los combustibles y de otros factores, no deja de ser indicativo del gran peso que los hidrocarburos continuarán teniendo en el futuro. Durante los últimos cinco años el consumo final de derivados del petróleo ha crecido a tasas mayores en El Salvador (9.9%), Guatemala (8.1%), Costa Rica (8%) y Panamá (7.5%), comparado con Honduras (6.1%) y Nicaragua (4.7%).

Excluyendo de nuevo los combustibles utilizados en la generación de electricidad, entre 1990 y 1995 la estructura de la demanda regional de derivados del petróleo acusa una tendencia expansiva en la participación de la gasolina; así, mientras que en el primer año citado representaba 27.5% del consumo final, en 1995 esta proporción se extendió a 30.4%, como resultado de un crecimiento de la demanda (9.8% anual). Este comportamiento se presentó con mayor intensidad en Costa Rica y Honduras; en el primero la gasolina amplió su participación de 28.8 a 37.2%, para el período mencionado, a una tasa anual de crecimiento de 13.6%, mientras que en el segundo pasó de 21.3 a 27.5%, a una tasa de 11.7%. En los demás países la tendencia de la participación de este producto no es tan clara.

El gas licuado también ha sido muy dinámico (9.3% de crecimiento anual durante los noventa), presentando las tasas más altas en El Salvador (14.4%) y Honduras (15.1%). En 1995 en el primer país el gas licuado significó el 12% del consumo final de derivados del petróleo, en tanto que en Honduras esta proporción alcanzó sólo 3.5%. En Costa Rica, la participación de este combustible también es baja (4.7%), a raíz del difundido uso de la estufa eléctrica en la cocción de alimentos. A pesar de que la tasa de crecimiento del consumo de gas licuado en Panamá ha sido la menor de la región (4.3% por año), y se ha estado reduciendo su peso en la demanda final, su penetración representó el 11% en 1995. En el plano regional, durante el último quinquenio la participación de este producto se elevó de 8.3 a 9%.

Una trayectoria inversa se verifica en las querosinas, cuya demanda creció entre 1990 y 1995 a una tasa promedio (5.2%) inferior a la del consumo final de hidrocarburos y, en consecuencia, su participación pasó de 8.1 a 7.3%. Esta tendencia se reveló más marcada en Honduras, donde su participación disminuyó de 14 a 8.5%, en el mismo período. En contraste, en Costa Rica el requerimiento de querosinas ha aumentado a tasas muy altas (13.3% en promedio), con lo cual su contribución a la demanda final de derivados del petróleo se elevó de 5.4 a 6.9% durante los años citados. En 1995 la participación más alta se registró en Panamá (10.8%).

El comportamiento de la penetración del *fuel oil*, sin incluir el uso para producción de energía eléctrica, ha sido similar al de las querosinas. Durante el último quinquenio el consumo regional de este combustible aumentó sólo 4.4% anual, por lo que su participación se redujo de 14.2 a 12.2%. En Honduras y Costa Rica la tendencia descrita ha sido más notable, con tasas promedio de 2.5 y 1.9%, respectivamente, y reducciones en la participación de 17 a 11.2% en el primer país y de 16.1 a 12% en el segundo.

El diesel constituye el producto más demandado, con una participación relativamente estable de 40% en el consumo final de la región entre 1990 y 1995, y una tasa de crecimiento de 7.3%. Si bien este combustible registra el mayor consumo en cada país, su participación evolucionó de forma diferente. En efecto, se redujo en Costa Rica y Guatemala, mientras que aumentó en el resto.

Durante el período citado, las tasas de crecimiento más altas corresponden a El Salvador y Panamá (10.5%, en ambos casos), y la más baja a Costa Rica (4.5%). En 1995 la participación del diesel en el consumo final de hidrocarburos fue de alrededor de 48% en Honduras y Nicaragua, y de 36 a 38% en los otros países.

c) El consumo para la generación de electricidad

En la producción de electricidad se consumieron 13.5 millones de barriles de combustibles (52.5% de diesel), volumen 14.3% superior al año anterior. Durante la década de los noventa el requerimiento de combustible para esta actividad se elevó drásticamente (35.7% promedio anual), debido a las sequías de 1991 y 1994, al alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica derivado del mejoramiento de la actividad económica, así como a la ausencia de nuevos proyectos hidroeléctricos. De esta manera, respecto de la demanda total de hidrocarburos el consumo de derivados del petróleo en la generación de electricidad pasó de 7.6% en 1990 a 20.7% en 1995.

La generación de origen termoeléctrico varía en relación con el total, según la infraestructura eléctrica existente, la disponibilidad de energía hidráulica en cada ciclo y el comportamiento de la demanda. Su evolución histórica se sintetiza en el cuadro 1, en el que sobresale la alta proporción durante los últimos cuatro años (superior a un tercio del total en 1995), así como los casos de El Salvador y Honduras, en donde la generación termoeléctrica ha alcanzado proporciones nunca antes experimentadas; en Nicaragua estas plantas produjeron 58% de la generación neta total.

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 1995 las proporciones se elevaron a 25.7 y 50.4%, respectivamente. La mayor penetración del diesel fue debido a la saturación de las centrales de vapor existentes, así como al uso intensivo y adiciones recientes de turbinas de gas y máquinas diesel. Se espera que en los próximos años continúe la utilización creciente de combustibles en la generación de energía eléctrica, con excepción de Costa Rica, donde se están construyendo centrales hidroeléctricas y geotérmicas de capacidad mediana. Los demás países siguen recurriendo principalmente a alternativas térmicas para cubrir el incremento de la demanda.

2. La refinación y el almacenamiento

Especial relevancia para la infraestructura de refinación de la región adquirió la culminación, en 1995, del programa de inversiones por 77.6 millones de dólares en la refinería de Panamá, acordado en septiembre de 1992, en el nuevo contrato entre el Estado y la refinería, el cual comprende: a) la instalación de una viscorreductora de combustóleo, que aumentaría la capacidad a 27,000 barriles diarios, a fin de elevar sus exportaciones; b) una unidad de estabilización y gas licuado, que posibilitaría alcanzar una producción de 2,750 barriles diarios de GLP, con lo que se suspenderían

Cuadro 1

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

(Porcentajes)

	Istmo Centro-americano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1980	28.9	1.1	1.4	80.1	8.4	46.4	45.0
1985	17.2	0.1	6.4	54.8	2.9	42.1	19.3
1990	8.9	1.3	6.4	7.7	-	38.9	15.9
1991	17.8	4.7	25.8	25.7	-	41.7	26.2
1992	24.7	14.1	23.6	34.4	5.1	51.5	34.0
1993	23.7	9.6	31.5	36.2	9.0	44.1	26.2
1994	32.6	17.5	41.0	50.4	19.3	54.1	27.9
1995	34.9	15.3	42.7	45.3	38.7	58.0	30.4

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

las importaciones de este producto; c) mejoramiento del resto de las unidades; d) modernización de la instrumentación y control, y e) aumento de los rendimientos, seguridad y productividad de la operación. Merced a estas adiciones, la capacidad real de procesamiento pasó de 40,000 barriles a 60,000 barriles diarios, con expectativas de nuevos incrementos en el futuro.

La baja proporción del búnker en la demanda total durante la década de los ochenta había limitado la participación de las refinerías locales en el suministro y, en consecuencia, el abastecimiento se había efectuado mediante importaciones de los derivados faltantes. La fuerte demanda de este combustible para la generación de electricidad indujo a partir de 1991 un aumento apreciable en el grado de utilización de las refinerías de El Salvador, Guatemala y Nicaragua. Sin embargo, ello no bastó 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 1995 la demanda regional de gasolina ascendió a 15.7 millones de barriles (24.1% del total) y la de diesel a 27.6 millones de barriles (42.3%), frente a una producción de 5.8 millones de barriles de gasolina (20.1%) y 9.2 millones de barriles de diesel (31.8%). En contraste, el búnker representó 38.8% de la producción total en las refinerías del área, aunque sólo 19.5% del consumo.

En 1995 se empleó 66.2% de la capacidad instalada regional de 124,500 bls/día. Sin considerar a Panamá, las cuatro refinerías restantes utilizaron 88.6% de su capacidad total de 64,500 bls/día; en especial destacaron Costa Rica y Guatemala con 95 y 93%, respectivamente; en

Nicaragua se redujo de 96% en 1994 a 85% en 1995, como resultado de que se licitó el suministro de *fuel oil* para una de sus centrales termoeléctricas; la empresa petrolera estatal de dicho país obtuvo el contrato. En 1995 la infraestructura de refinación de Costa Rica operó al máximo histórico de su capacidad, 95% frente a 73% en 1994. A raíz de los daños provocados por un incendio, la refinería de Panamá no procesó petróleo entre el 7 de octubre de 1994 y el 16 de marzo de 1995.

Costa Rica, El Salvador, Guatemala y principalmente Honduras, en los últimos años elevaron las capacidades de almacenamiento de los hidrocarburos más importantes. En 1995 la región contaba con almacenamiento para un consumo de 46 días de petróleo crudo, 52 días de gasolina, 42 días de diesel y 21 días de gas licuado, cifras menores a las del año anterior en el caso de los productos. Guatemala es el país con menor infraestructura de almacenamiento con relación al consumo. (Véase la capacidad por país en el gráfico 2.)

En cuanto a las adiciones a la capacidad de almacenamiento, cabe notar que en agosto de 1995 en El Salvador, la Coastal Technology of Salvador inició las operaciones de una terminal en Acajutla, con capacidad de 100,000 barriles de diesel y 140,000 barriles de *fuel oil*, mientras que Tropigas hizo lo mismo con una terminal de casi 8,000 barriles de gas licuado.

3. Las importaciones de crudo y productos derivados

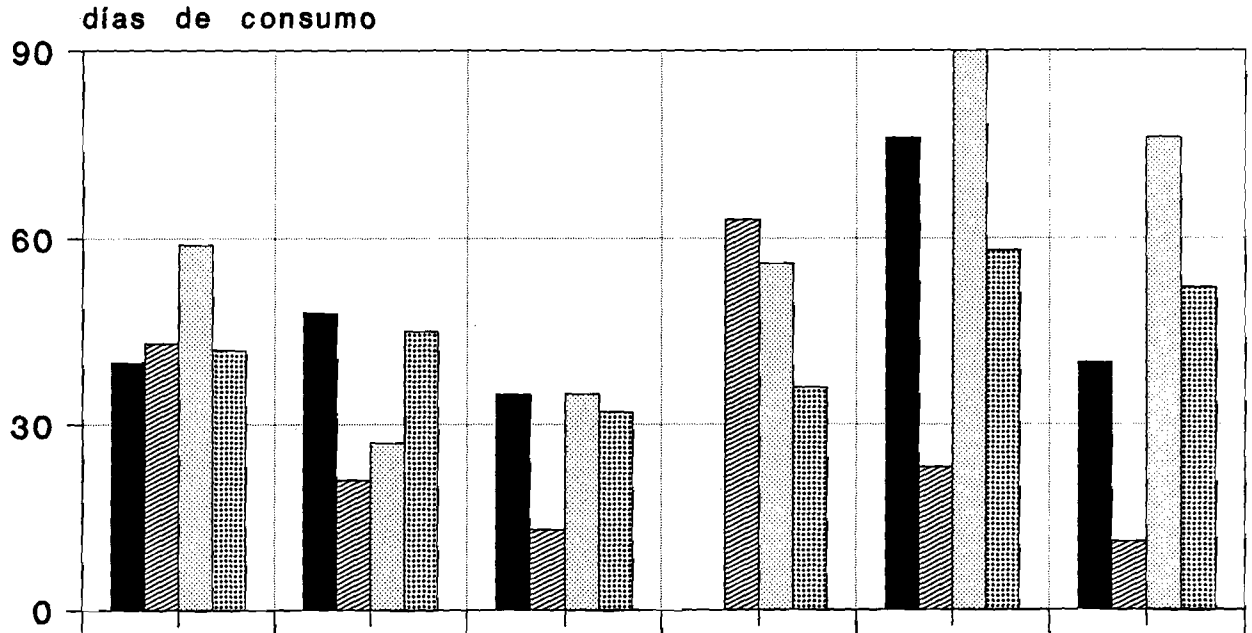
a) Volumen y estructura de las importaciones

En 1995 las importaciones de hidrocarburos del Istmo Centroamericano ascendieron a 74.5 millones de barriles, o 204,000 barriles por día, lo que arroja un aumento de 9.7% en relación con 1994. Del volumen total importado, 60.1% correspondió a productos limpios, 25.8% a crudos naturales y 14.1% a crudos reconstituidos, mientras que en 1994 las proporciones habían sido de 57, 22.3 y 20.7%, respectivamente. En cuanto al total de derivados importados en la región durante 1995, 44% correspondió a diesel y 21.4% a gasolinas de diversos tipos (especialmente sin plomo). Asimismo, se adquirieron del exterior cantidades considerables de gas licuado (9.8% del total de derivados), en especial en Guatemala, Panamá y El Salvador. Se reporta un notable crecimiento de las compras de *fuel oil* durante los últimos años, a causa de los requerimientos de este combustible en la generación de electricidad. Mientras que en 1990 su importación había sido casi nula, en 1994 representó 14.6% de los derivados importados y en 1995 esta proporción se elevó a 18.9%; en Costa Rica la importación de *fuel oil* fue casi inexistente en estos dos años. (Véase en el gráfico 3 el balance de derivados.)

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1995 alcanzó 1,557 millones de dólares (cif), 16.7% superior al año precedente. En 1995 el crecimiento porcentual de la factura regional se situó bastante por encima del correspondiente al volumen importado, debido principalmente a que los niveles de precios internacionales fueron superiores al año anterior, ya que la relación entre crudo y derivados no presentó cambios significativos. Sin embargo, como resultado del fuerte dinamismo de la actividad externa de la economía de la región, el peso de la factura petrolera centroamericana con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó de 12.1% en 1994 a 11.4% en 1995, salvo en Panamá, donde aumentó. En 1995 la proporción de

Gráfico 2

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO POR DIAS DE CONSUMO, 1995

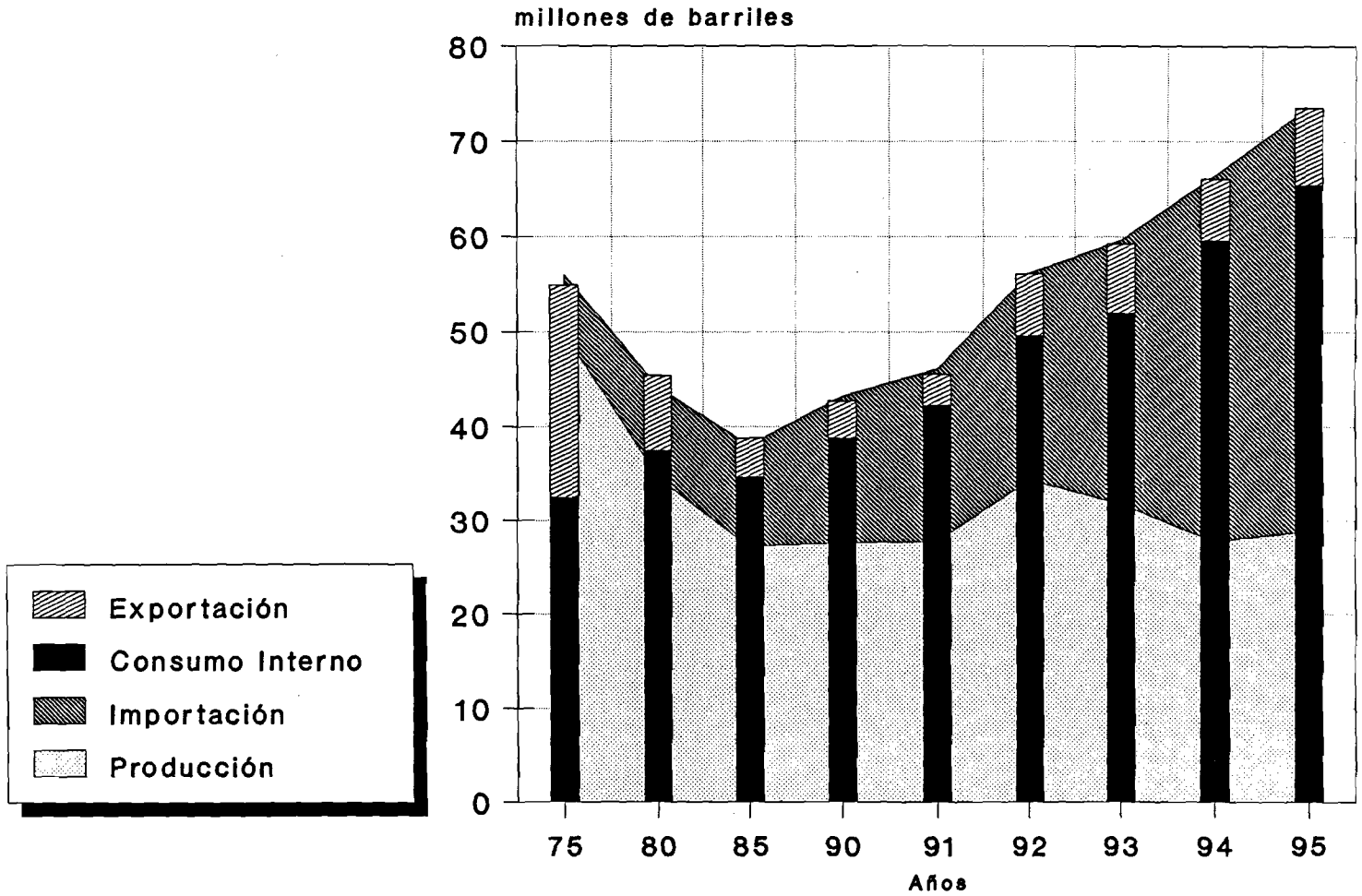


	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Petróleo	40	48	35		76	40
Gas Licuado	43	21	13	63	23	11
Gasolinas	59	27	35	56	90	76
Kero/Turbo	70	48	63	123	168	180
Diesel	42	45	32	36	58	52
Fuel Oil	91	61	38	112	62	151

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

la factura petrolera fue de 6.1% en Costa Rica (254 millones de dólares en valores absolutos), 15.8% en El Salvador (271 millones), 12.7% en Guatemala (358 millones), 15% en Honduras (205 millones), 22.2% en Nicaragua (131 millones) y 4.4% en Panamá (338 millones).

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 tradicionalmente no ha incluido en forma explícita la importación directa de refinados, pero sí de las mezclas de crudos y derivados. También ha influido la reducida participación del *fuel oil* en la estructura de la demanda, frente a las ventajas de operar las refinerías en niveles altos de utilización. Si se contemplan los productos contenidos en el petróleo reconstituido, los derivados del petróleo representaron 65.7% del total importado en 1995, frente a 66.7% en 1994 y 55.5% en 1993. Estas cifras muestran una atenuación de la tendencia histórica al mayor crecimiento en el volumen de las importaciones de derivados que las compras de crudos naturales. Finalmente, existen diferencias significativas entre países con respecto a la importación de crudo frente a la de derivados del petróleo. (Véase el cuadro 2.)

Cuadro 2

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

(Porcentajes)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1986	27.7	15.3	69.3	74.6	22.7	25.4
1987	33.5	25.9	59.0	66.8	32.9	10.2
1988	33.9	36.7	72.4	57.8	27.2	20.5
1989	35.5	36.6	73.9	52.0	30.9	21.2
1990	59.2	39.2	71.0	49.6	20.8	12.4
1991	67.8	41.8	68.8	56.3	49.7	24.6
1992	57.2	51.8	68.4	69.2	53.6	14.0
1993	61.7	53.1	70.4	100.0	57.0	20.9
1994	67.1	65.2	73.1	100.0	58.6	49.1
1995	59.2	63.2	70.9	100.0	66.5	49.9

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 recopilar a partir del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania.

Panamá, por la sobrecapacidad de su refinería y la exportación masiva de productos pesados, adquiere la menor cantidad relativa de derivados; sin embargo, el fuerte incremento reciente se debió a los daños producidos por el incendio ya mencionado. En contraste, Guatemala posee una capacidad de refinación de productos livianos y medianos inferior a la elevada demanda interna, en tanto que Honduras cerró su refinería. Los cambios en la evolución histórica obedecen a causas

diversas. En ese sentido, desde 1991 Nicaragua optó por una 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; en 1995 aumentó la participación de los derivados en las importaciones totales debido a que se licitó la importación de *fuel oil* para una de sus centrales termoeléctricas. Costa Rica, por su parte, redujo en 1995 la importación de derivados, ya que la refinería operó al máximo histórico de su capacidad y simultáneamente el consumo de hidrocarburos aumentó en forma moderada.

b) La procedencia de las importaciones

La procedencia de las importaciones de hidrocarburos había mantenido una estructura relativamente definida durante la década de los ochenta. Se caracterizaba por la participación hegemónica de México y Venezuela (alrededor de dos tercios del abastecimiento total de la región), con ligero predominio de este último país, en virtud del suministro adicional de productos refinados fuera del Convenio de San José. No obstante, a partir de 1989 se presentaron notorios cambios en el origen de las importaciones, entre los que destacan el crecimiento vertiginoso de los Estados Unidos (hasta ocupar el segundo lugar), la participación relativamente estable del Ecuador (como tercera fuente de suministro de hidrocarburos al Istmo Centroamericano), y el descenso de México al cuarto sitio. Posteriormente, entre 1992 y 1994 las fuentes de aprovisionamiento se diversificaron aún más. Como resultado, la participación del grupo de los cuatro países antes citados descendió de 94.6% en 1991 a 80.5% en 1995. (Véase el gráfico 4.)

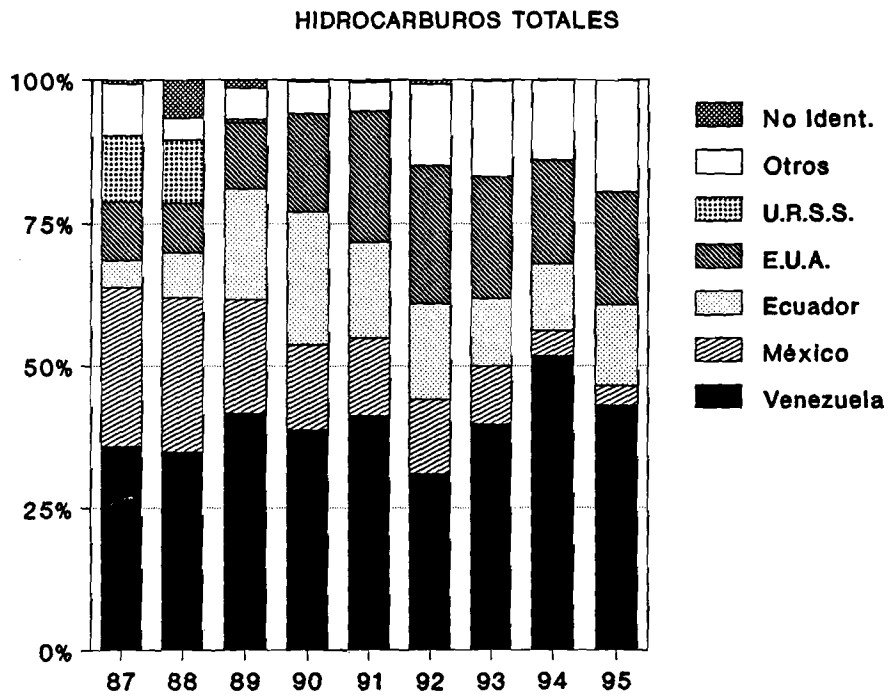
Venezuela 2/ continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano. A pesar de que su participación se redujo marcadamente, de 51.8% en 1994 a 43% en 1995, este último porcentaje es el segundo más alto en su historia. La disminución antes mencionada obedeció a que El Salvador y Nicaragua bajaron más de 60% sus compras de petróleo reconstituido a Venezuela, país que en 1994 suministraba el 100% de los requerimientos de sus refinerías, y lo sustituyeron principalmente con importaciones de crudo ecuatoriano y boliviano, cargados en Panamá. De 1994 a 1995, la participación de los Estados Unidos aumentó de 18.1 a 19.8%, la de Ecuador de 11.7 a 14.2% (sin considerar las compras de crudo oriente embarcado en la zona libre de Panamá), mientras que la correspondiente a México disminuyó de 4.4 a 3.5% (en comparación con 10.1% de 1993) y la de Colombia de 3.9 a 3.8%.

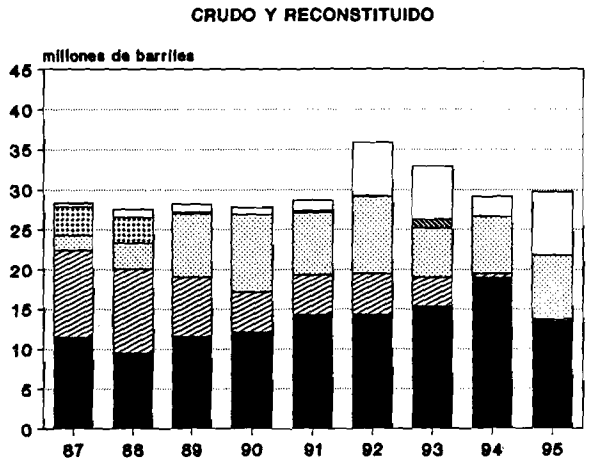
Si sólo se toma en cuenta el crudo, sin los derivados del petróleo reconstituido, se observa que la participación de México ha sufrido una caída vertiginosa, de 44.9% en 1988 a 13.6% en 1993, y a sólo 1.1% en 1995. La participación de los crudos venezolanos pasó de 55.3% en 1994 a 41.3% en 1995; la drástica reducción de las compras de El Salvador y Nicaragua fue compensada parcialmente con mayores importaciones de Costa Rica y Guatemala. En 1995 Venezuela abasteció 100% del petróleo procesado en la refinería del último país citado. Durante los años recientes, el principal mercado de Ecuador en el Istmo Centroamericano ha sido Panamá, y Costa Rica para Colombia.

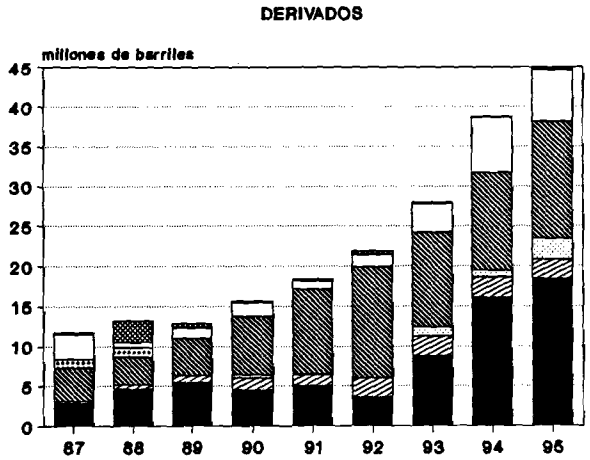
2/ Los productos limpios provenientes de Curaçao se consideran suministros venezolanos desde 1987, en razón de que la Refinería Isla fue arrendada durante 20 años por Petróleos de Venezuela.

Gráfico 4

ISTMO CENTROAMERICANO: PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS







Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Respecto de los derivados del petróleo, incluyendo los correspondientes al reconstituido, Venezuela ha mantenido la supremacía, excepto en 1991 y 1992 cuando fue superado por los Estados Unidos. 3/ En 1994 su participación se elevó a 50%, mientras que los Estados Unidos cubrieron únicamente 27.2%; en 1995 estas cifras fueron de 43.9 y 30.2%, respectivamente. En este año, Venezuela suministró dos tercios de las importaciones de derivados de Costa Rica, más de la mitad en Guatemala y alrededor de un tercio en el resto de los países de la región; por su parte, los principales destinos de los productos estadounidenses fueron Panamá y Guatemala.

Sobresale el peso de México en el abastecimiento de gas licuado, ya que suministra aproximadamente la mitad de las importaciones totales de este producto en la región, monto que se eleva a alrededor de las tres cuartas partes en Costa Rica y Guatemala.

c) Los precios de importación en la región

Existen variaciones considerables entre los precios pagados por los países de la región, así como diferencias en los valores de flete para los mismos tipos de crudo o derivados recibidos de las mismas fuentes durante cada período. Evidentemente, en cierto grado éstas son atribuibles a las fluctuaciones de los precios en el mercado mundial del petróleo y de los fletes marítimos, motivadas sobre todo por la oferta y la demanda, según las circunstancias políticas y económicas. Estas variaciones —que ocurren diariamente— se reflejan en el costo de las compras individuales que no se realizan en las mismas fechas. Además, el monto de fletes depende de las distancias entre las fuentes de abastecimiento y los puertos de destino, así como de los volúmenes transportados. Sin embargo, es importante señalar que se observan diferencias sistemáticas entre los seis países en los precios fob pagados, que se han comentado en documentos anteriores.

En cuanto a los derivados del petróleo, tomando como ejemplo el diesel —producto de mayor importación—, continúa destacando Costa Rica, cuya empresa estatal ha realizado compras 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, además de pagar fletes muy competitivos. (Véase el gráfico 5.) 4/

Por otra parte, entre 1991 y 1995 se han apreciado los productos pesados respecto de los ligeros en los mercados internacionales. En efecto, la relación de precios entre el *fuel oil* de 3% de azufre y el promedio de la gasolina regular, y el diesel, se elevó de 41% en el primer año citado a 67% en el segundo. La mayor valorización de los productos pesados ha significado, por un lado, mayores costos unitarios en la creciente generación termoeléctrica y, por otro, mejor desempeño económico de las refinerías locales que, por ser de tipo *hydroskimming*, producen grandes proporciones de combustibles residuales.

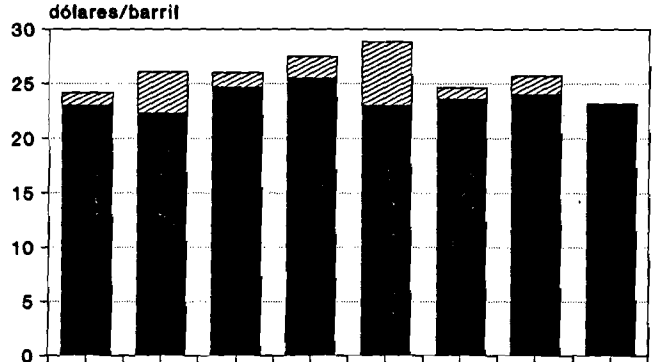
3/ El papel de Venezuela como gran abastecedor de derivados al Istmo Centroamericano durante los últimos años tiene relación con el incremento, en volumen y proporción, de la producción de refinados livianos. En esto influyeron las fuertes inversiones en unidades de desintegración catalítica; la flexicoquización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

4/ En la publicación anterior (LC/MEX/R.550), que cubría el primer semestre de 1995, se presentó un análisis más completo, el cual se mantiene válido para todo el año 1995.

PRECIOS CIF DEL DIESEL IMPORTADO

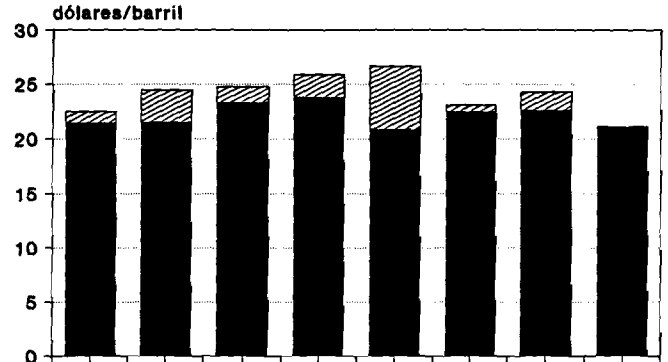
Gráfico 5

1992



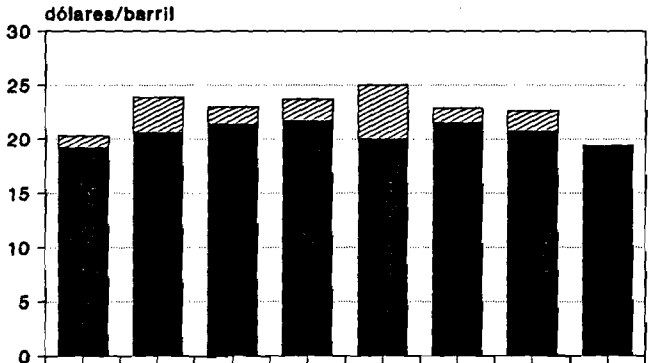
	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.	Platt's
CIF	24.14	26.07	26	27.5	28.87	24.64	25.7	
Flete	1.14	3.77	1.33	1.97	5.85	1.04	1.68	
FOB	23	22.3	24.67	25.53	23.02	23.6	24.02	23.17

1993



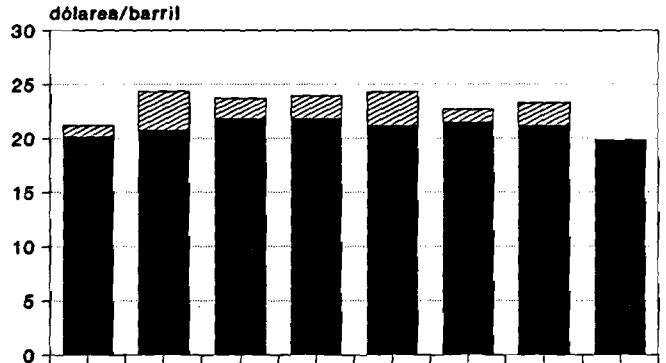
	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.	Platt's
CIF	22.47	24.47	24.73	25.86	26.67	23.07	24.27	
Flete	1.01	2.97	1.43	2.09	6.78	0.81	1.67	
FOB	21.46	21.5	23.3	23.77	20.89	22.46	22.6	21.16

1994



	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.	Platt's
CIF	20.29	23.83	22.94	23.65	24.95	22.81	22.59	
Flete	1.08	3.22	1.56	1.96	4.94	1.28	1.83	
FOB	19.21	20.61	21.38	21.69	20.01	21.53	20.76	19.43

1995



	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.	Platt's
CIF	21.16	24.32	23.66	23.88	24.34	22.66	23.23	
Flete	0.98	3.58	1.86	2.07	3.08	1.21	2.03	
FOB	20.18	20.74	21.8	21.81	21.2	21.45	21.2	19.86

II. EL MERCADO MUNDIAL DEL PETROLEO

En 1995 las reservas mundiales de petróleo se incrementaron 1% con respecto a su valor de 1994, estableciéndose en 1,064 billones de barriles; no se observaron cambios notables en su distribución geográfica: los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) poseen un 73.1% del total mundial. En América Latina no se repitieron los impresionantes aumentos registrados en 1994. Al ritmo de explotación actual, la duración de las reservas mundiales sería de 47.4 años, pero para la OPEP en su conjunto alcanza los 84.5 años. Por el contrario, en el caso de los países industrializados miembros de la Agencia Internacional de Energía (AIE) se ubica sólo en 8.2 años. En los casos de Venezuela y México se estima en 69 y 51 años, respectivamente.

En el plano mundial, la producción de petróleo en 1995 totalizó 61.5 MMBls/día, lo que representa un incremento de 1.5% con respecto al nivel alcanzado en 1994. 5/ La producción de la OPEP aumentó 1.4%, con un promedio de 25.2 MMBls/día. La participación de la organización en el abastecimiento mundial se mantuvo en 41.1%, pues otros países incrementaron su producción en forma notable, especialmente los del Mar del Norte (Noruega 5.4% y Reino Unido 1.8%).

Como resultado de las conferencias de ministros de junio y noviembre de 1995, la OPEP decidió renovar la cuota de producción que se fijó por primera vez en septiembre de 1993, para el resto del año y hasta junio de 1996, respectivamente, elevándola a 24.52 MMBls/día. 6/ Los países miembros respetaron *grosso modo* sus cuotas individuales, dentro de un margen de -1.4% a 2%, con excepción de Venezuela (8.7%). Se estima que Iraq, con una cuota de 400,000 barriles/día, produjo 520,000 en 1994 y 600,000 en 1995.

Con un promedio de 17.77 dólares/barril durante el primer trimestre de 1995, el precio alcanzó su nivel más alto desde 1993. En octubre los precios habían disminuido a 15.85 dólares/barril porque los analistas proyectaban para el resto del año una oferta muy superior a la demanda. Sin embargo, los pronósticos no fueron acertados. Durante los meses siguientes, diversos eventos generaron un cambio drástico en la percepción de los analistas, con respecto al equilibrio entre la oferta y la demanda.

Entre dichos factores se cuentan los siguientes: las interrupciones de suministro debido al mal tiempo en el Mar del Norte, México, Estados Unidos y Australia; problemas laborales en Brasil, Venezuela y Noruega; la enfermedad del presidente de la Federación de Rusia y la consiguiente situación política; el congelamiento de las cuotas de la OPEP, y la reducción de inventarios en los Estados Unidos, todo ello asociado a problemas logísticos y a un invierno temprano y duro. También influyeron los sucesos políticos en Nigeria, así como las amenazas de embargo por parte de los Estados Unidos; la ruptura de un oleoducto importante en Canadá; los accidentes y clausuras de refinerías en el Pacífico y el Caribe; los bloqueos de pozos productores en México, y la reducción

---

5/ Véase *Oil & Gas Journal*, 25 de diciembre de 1995, págs. 44-45.

6/ Véase *OPEC Press Release*, Núm. 2/95, 20 de junio de 1995, y *OPEC Bulletin*, noviembre-diciembre de 1995.

especulativa de inventarios comerciales ante una inminente caída de precios asociada a la reincorporación de Iraq al mercado.

Durante el cuarto trimestre de 1995, los compradores, guiados por las expectativas de escasez, se orientaron hacia el crudo de la OPEP para satisfacer la demanda adicional de 1.8 MMBls/día. Sin embargo, los países mantuvieron la disciplina en cuanto a la cuota fijada por la organización y sólo aumentaron la oferta en 400,000 barriles. Para cubrir parte del déficit, las empresas petroleras recurrieron a sus inventarios, que comenzaron a disminuir rápidamente.

El precio de la canasta de crudos de la OPEP, en aumento durante noviembre y diciembre, cerró el año con un promedio de 16.9 dólares/barril, casi un 8.6% más alto que el valor observado en 1994. La efervescencia continuó los primeros meses de 1996. Las cotizaciones se elevaron a 18.1 dólares/barril en enero y a 21.6 dólares/barril a finales de marzo. De esa manera se había rebasado, por primera vez, el precio de referencia (21 dólares/barril) que la OPEP se había fijado seis años antes como meta de la organización.

Incluidos todos los hidrocarburos, los aumentos inesperados de precios despertaron preocupación entre los consumidores de todo el mundo, así como fuertes críticas contra la industria petrolera y los países productores. Varios países importadores decidieron reducir los impuestos sobre los combustibles, a fin de amortiguar el impacto del fenómeno sobre la economía del consumidor final. Se espera que los precios observen una menor volatilidad en el futuro cercano y alcancen un nivel similar al de 1994-1995. No obstante, subsisten dos elementos de incertidumbre: la incorporación plena de Iraq al mercado, y la situación de la Federación de Rusia. Vale la pena recordar que la producción de esta última se redujo 45% entre 1992 y 1995, pero la caída parece haberse detenido. Los megaproyectos de los consorcios internacionales podrían compensar la declinación de la producción, pero su realización dependerá, en buena medida, del curso que sigan las reformas económicas y legislativas. 7/

Tomando en cuenta diferentes estimaciones de expansión económica y crecimiento de la población mundial, se prevé que la demanda mundial de petróleo aumente hasta situarse entre 80 y 94 MMBls/día en el año 2010. 8/ En vista de la importancia de su patrimonio geológico, no cabe duda de que los países de la OPEP cubrirán la mayor parte del incremento de la demanda; de hecho, su capacidad de producción puede crecer de un valor actual cercano a 30 MMBls/día, a un nivel de entre 40 y 50 MMBls/día en el año 2010; en ese caso, su participación en el mercado mundial pasaría de un 40 a más de un 70%.

El Ministro de Energía de Venezuela se pronunció en el sentido de que la OPEP tendría que considerar el concepto de un "nuevo mapa mundial de petróleo", en el que los productores se

---

7/ Véase el análisis detallado en *Oil & Gas Journal*, 25 de marzo de 1996, pág. 41.

8/ Véanse *OPEC Bulletin*, Presentación del Secretario General de la OPEP, febrero de 1996, pág. 6, y el análisis detallado de los pronósticos para los próximos cinco años, en CEPAL, *Tendencias del mercado petrolero mundial y sus implicaciones en la inversión extranjera de la industria petrolera de los países de América Latina y el Caribe* (LC/R.1628), Santiago de Chile, 18 de marzo de 1996.

orientasen más hacia sus mercados naturales; por ejemplo, el caso de Venezuela en el continente americano. 9/

Por lo que se refiere a las necesidades de inversión en exploración, producción y transformación de hidrocarburos, se estima que se necesitarán más de 900,000 millones de dólares durante el período 1993-2005, dos tercios de los cuales se gastarán en actividades *upstream*, incluyendo unos 45,000 millones sólo en América Latina. 10/

A continuación se describe brevemente lo acontecido en los principales países productores que abastecen al Istmo Centroamericano.

Venezuela elevó su producción a 2.57 MMBls/día, 4.1% por encima del nivel logrado en 1994. Las reservas no se modificaron, aunque se esperan aumentos importantes en los próximos años, una vez que maduren las inversiones del sector privado, autorizadas de acuerdo con una nueva legislación en la materia. Se espera que las empresas públicas y privadas inviertan unos 12,000 millones de dólares durante los próximos 10 a 15 años, en las zonas abiertas, por medio de contratos *joint venture profit sharing*, las cuales podrían contener reservas comerciales hasta por 23,000 millones de barriles.

Así, se espera que en los próximos siete años la capacidad de producción pase de 3.5 a 5.7 MMBls/día, y se duplique el ingreso de divisas por exportaciones petroleras. Simultáneamente, el país sigue con la expansión y modernización de su parque de refinerías, el cual abastece gran parte de la demanda de productos limpios de Centroamérica. Se ha previsto una inversión de alrededor de 2,500 millones de dólares en la refinería de Maravén en Cardón.

México elevó su producción a 2,617 millones de barriles diarios, lo cual representó sólo un incremento del 0.1%, en tanto que sus reservas se redujeron 0.2%. A principios de 1995, el gobierno mexicano firmó un acuerdo con los Estados Unidos, en virtud del cual los ingresos por concepto de exportaciones de hidrocarburos quedaron como garantía del préstamo de 20,000 millones de dólares otorgado por Washington para ayudar al país a enfrentar la crisis financiera que estalló en diciembre de 1994.

La urgencia económica dio un impulso suplementario a la reforma del sector energético. Por un lado, se reactivó el proceso de privatización de las plantas petroquímicas de Petróleos Mexicanos (PEMEX), y por el otro, la desregulación alcanzó a la industria del gas natural. Ahora el sector privado puede participar en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural; además, la importación y la exportación son libres, así como el precio del gas de importación. Por el contrario, el precio del gas producido por PEMEX estará regulado mientras no existan condiciones de competencia, al igual que las tarifas de los servicios. A la Comisión Reguladora de Energía se otorgó autonomía técnica, operativa y financiera, y se le encargó la regulación de las industrias de electricidad y gas natural, así como del transporte de gas

---

9/ Véase *Oil & Gas Journal*, "Newsletter", 6 de mayo de 1996.

10/ Véanse *OPEC Bulletin*, noviembre-diciembre de 1995, pág. 14, y CEPAL, *Tendencias del mercado petrolero...* op. cit.

licuado a través de ductos. PEMEX realizará durante los próximos cinco años 35 proyectos de transformación de hidrocarburos, con un costo total de 747 millones de dólares. Ello tendrá importancia para el aumento de la competencia en el abastecimiento de productos limpios a Centroamérica.

Ecuador expandió 3.4% su capacidad de producción, que ahora es de 392,000 Bls/día. Las campañas de exploración con participación de compañías extranjeras han permitido aumentar 5% las reservas, que en la actualidad se ubican en 2,115 MMBls. Más de 30 empresas internacionales están interesadas en participar en las rondas de licitaciones de contratos de exploración durante el año en curso.

La empresa estatal Petróleos de Ecuador aprobó el financiamiento de 150 millones de dólares para la expansión de la capacidad del Oleoducto Transecuatoriano, que pasará de 330,000 a 410,000 barriles/día, lo que permitirá transportar más crudo a la costa del Pacífico para su exportación. La capacidad de almacenamiento y de manejo de la terminal marítima también será incrementada. Estas instalaciones, junto con el oleoducto que une al país con Colombia, posibilitarán la exportación de hasta 530,000 Bbls/día de crudo.

En los **Estados Unidos** disminuyó 1.8% la producción de crudo, situándose en alrededor de 6,545 MMBls/día. Por su parte, las reservas descendieron a 22,457 MMBls. Se espera que la declinación de las reservas en tierra firme se compense mediante nuevos descubrimientos en las aguas más profundas del Golfo de México, gracias a nuevos avances tecnológicos.

Como consecuencia de la discrepancia entre el crecimiento de la demanda y la reducción de la producción nacional, la importación de petróleo crudo avanzó por cuarto año consecutivo. En 1995 las importaciones participaron con 49.9% en la satisfacción de la demanda interna. En 1996 se espera una reducción de 2% en la producción, y un incremento de 1.3% en la demanda; en ese caso, el peso de las importaciones pasará a 52.6%. 11/ Esa tendencia despierta preocupación en los círculos políticos. Sin embargo, el costo de la importación de hidrocarburos representa apenas un 6% del valor total de las importaciones del país. 12/ Los más importantes abastecedores de crudo en 1995 fueron Arabia Saudita, Venezuela y México, desplazando a Canadá al cuarto sitio; el conjunto de la OPEP participó con 50.7%.

Como exportador, los Estados Unidos siguen aumentando su participación en el abastecimiento de productos limpios al Istmo Centroamericano, cuya demanda continúa en expansión, con una disminución en la producción de las refinerías locales. La tasa de utilización de las refinerías estadounidenses alcanzó 91.7%, y se espera que se eleve a 92.6% en 1996.

Colombia aprovechó el impresionante ascenso de sus reservas en los años anteriores para incrementar 27.2% su producción y alcanzar un volumen promedio de 580,000 Bls/día en 1995. Al mismo tiempo, las reservas se acrecentaron 3.2%. Los importantes éxitos en las campañas de exploración ofrecen perspectivas muy positivas para expandir la capacidad de producción.

11/ Véase *Oil & Gas Journal*, 29 de enero de 1996, pág. 51.

12/ Según US Department of Commerce, citado en *OPEC Bulletin*, febrero de 1996, pág. 20.

Un grupo encabezado por una compañía estadounidense hizo un descubrimiento muy significativo al sudoeste del campo gigante de Cusiana-Cupiagua, del cual se espera una producción de 500,000 barriles diarios a fines de 1997. Según la estrategia definida por el gobierno, toda la producción de esta región se destinará a la exportación, principalmente a los Estados Unidos y América Latina. La capacidad exportadora del país se estima en 600,000 barriles diarios, más del doble del volumen actual.

En refinación se están iniciando inversiones que aumentarán la capacidad de exportación de productos limpios, ofreciendo alternativas de suministro a diversos países importadores, entre otros, los países del Istmo Centroamericano.

III. LA COOPERACION REGIONAL EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

1. Reuniones a nivel regional

Durante 1995, los organismos regionales relacionados con el subsector hidrocarburos -el Foro Regional Energético de América Central (FREAC) y el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC)-, mantuvieron reuniones encaminadas a fortalecer la cooperación en el Istmo Centroamericano, que a continuación se listan en forma cronológica.

a) Reuniones del CCHAC

En ocasión del seminario sobre leyes de importación y comercialización de hidrocarburos, llevado a cabo en Panamá, República de Panamá, los Directores Generales de Hidrocarburos celebraron una reunión del CCHAC, el 21 de abril de 1995, con objeto de revisar la cooperación del subsector. En este sentido, se aprobó la propuesta presentada por la Secretaría del CCHAC para la elaboración de un programa de administración de la demanda de hidrocarburos en la región. Por otro lado, se definieron nuevas fechas para el cumplimiento de resoluciones previas, por parte de algunos países, en temas relativos a la armonización de las especificaciones, comentarios a la propuesta de Convenio Constitutivo del CCHAC, envío oportuno de la información del subsector, etc. Adicionalmente, se constituyó un Comité para la evaluación del concurso sobre el logotipo del CCHAC, y se definió el 2 de junio como fecha final de recepción de las propuestas respectivas. Este concurso estuvo abierto para todas las Direcciones Generales de Hidrocarburos o equivalentes.

Posteriormente, el 3 de noviembre de 1995, un día después de la VII Reunión Regional del Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania, se realizó en Montelimar, Nicaragua, la segunda reunión del CCHAC en ese año. Además de revisar el grado de cumplimiento de los diferentes acuerdos anteriores, los Directores Generales de Hidrocarburos agradecieron al Ministerio de la Cooperación de la República Federal de Alemania y a la agencia GTZ por la sexta ampliación del proyecto ejecutado por la CEPAL.

b) VIII Reunión del FREAC

Se realizó el 10 de noviembre de 1994, en Quito, Ecuador, en ocasión de la Reunión de Ministros de la OLADE; en esta oportunidad los delegados del sector energía de Centroamérica acordaron trasladar la sede de la secretaría pro témpore al Instituto Nicaragüense de Energía, aprobando los programas de trabajo del CCHAC y del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

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

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la República Federal de Alemania, por conducto de la Agencia Alemana de Cooperación (GTZ), suscribieron a fines de 1986 un convenio de cooperación para la realización de un proyecto orientado a mejorar el abastecimiento de hidrocarburos al Istmo Centroamericano. Durante 1995 finalizó la fase V de este convenio, y en agosto de ese año dio inicio la fase VI, cuya duración será de tres años. A continuación se presentan las actividades desarrolladas durante 1995.

a) Base de datos sobre hidrocarburos

El proyecto para el mejoramiento del abastecimiento petrolero al Istmo Centroamericano (CEPAL/República Federal de Alemania) constituyó el primer proyecto regional de cooperación técnica dirigido con exclusividad al subsector hidrocarburos. Por esta razón, una de las principales actividades desde el inicio del proyecto fue la conformación de una base de datos elaborada con suficiente grado de detalle, que posibilitara la evaluación de las condiciones del abastecimiento de hidrocarburos y su evolución. Como resultado de esta actividad, se cuenta con un sistema de información que facilita la obtención de reportes detallados, con información sobre el abastecimiento, refinación, precios y demanda de hidrocarburos. Esta información ha servido de base para la preparación de informes estadísticos periódicos, que son distribuidos a las Direcciones Generales de Hidrocarburos y Ministerios de Energía de la región, así como a organismos e instituciones internacionales, universidades, centros de investigación, periódicos, empresas petroleras, etc. También ha sido utilizada para la elaboración de los estudios preparados dentro del proyecto.

De esta forma, en el período en análisis, la CEPAL, basándose en la información suministrada por los países, publicó los reportes estadísticos correspondientes a 1993, 1994 y primer semestre de 1995.

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

El estudio anual expone la evolución de la demanda de derivados del petróleo, el volumen y estructura de las importaciones de hidrocarburos, los precios y procedencia de las importaciones, la participación de las refinerías locales, la utilización de los almacenamientos y la trayectoria del mercado mundial del petróleo, con objeto de determinar el costo del abastecimiento de hidrocarburos a la región, así como recomendar las principales medidas que los países pueden adoptar para mejorar la confiabilidad y reducir los costos del abastecimiento.

En el período de análisis, los consultores del proyecto y los funcionarios de la CEPAL prepararon el informe anual correspondiente a 1994, incluyendo las estadísticas actualizadas al primer semestre de 1995. Una versión preliminar se presentó en la VII Reunión Regional.

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

Los talleres y seminarios han sido orientados a la capacitación y al intercambio de información, así como a la evaluación conjunta de problemas específicos y sus soluciones. En ellos se ha contado con la participación de expertos de las oficinas encargadas del subsector hidrocarburos.

En este marco, los días 20 y 21 de abril de 1995 se llevó a cabo un seminario para conocer un análisis comparativo de leyes, decretos y anteproyectos de importación y comercialización de hidrocarburos, el cual fue preparado por el consultor internacional del proyecto. Este seminario se realizó en Panamá, República de Panamá, con la participación de representantes de los países del Istmo Centroamericano, a excepción de Honduras. Asimismo, participaron representantes de la Universidad de Texas A&M, y de las empresas petroleras Pennzoil y PEMEX Internacional.

Durante la VII Reunión Regional, realizada el 2 de noviembre de 1995, los Directores Generales de Hidrocarburos seleccionaron para el siguiente estudio especial el tema del mercado y las normas técnicas en el manejo del gas licuado en el Istmo Centroamericano.

d) Reuniones anuales sobre abastecimiento de hidrocarburos al Istmo Centroamericano

A las reuniones anuales asisten los directores de las oficinas encargadas del subsector hidrocarburos de los países del Istmo Centroamericano, con el objetivo de analizar problemas comunes, aspectos relacionados con la cooperación bilateral y multilateral, y estrategias de suministro petrolero, así como recomendar y aprobar acciones conjuntas para la resolución de problemas específicos. Hasta el presente se han realizado siete de estas reuniones, y uno de sus principales resultados ha sido la creación del CCHAC, organismo integrado por los Directores Generales de Hidrocarburos de los países o sus equivalentes. Las principales actividades del CCHAC han contado con el apoyo del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania.

La VII Reunión Regional se llevó a cabo en Montelimar, Nicaragua, el 2 de noviembre de 1995, con la participación de representantes de cada país de la región, funcionarios de la CEPAL y el consultor internacional del proyecto. A ella asistieron también el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y las empresas petroleras Pennzoil y PEMEX Internacional. En dicha reunión, los Directores Generales de Hidrocarburos agradecieron a la República Federal de Alemania la aprobación de una sexta fase para el proyecto ejecutado por la CEPAL. Adicionalmente, se revisó y aprobó el informe de actividades para el período octubre 1994-octubre 1995 y el programa de trabajo para 1995-1996.

3. Otras acciones

Otras acciones en el ámbito del subsector hidrocarburos del Istmo Centroamericano fueron las siguientes.

a) Selección del logotipo del CCHAC

En el concurso abierto para definir el logotipo del CCHAC se recibieron cuatro diseños, provenientes de Costa Rica, El Salvador, Honduras y Nicaragua. El comité de evaluación revisó las propuestas y, en forma unánime, asignó el primer lugar al diseño presentado por el señor Fernando Alvarado, de la Dirección Sectorial de Energía de Costa Rica.

b) Seminarios de economía petrolera

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

IV. LOS AVANCES EN LA TRANSFORMACION DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Tras los importantes avances en la transformación del subsector alcanzados durante los años anteriores, los cambios a lo largo del segundo semestre de 1995 no fueron considerables, 13/ y apuntan más bien a consolidar la reestructuración del subsector.

1. Situación por país

La situación de **Costa Rica** no registra modificaciones en cuanto al monopolio del Estado en la importación y refinación de petróleo crudo, y tampoco en la importación y distribución a granel de derivados, por medio de la Refinadora Costarricense de Petróleo, S.A. (RECOPE). Además, continúan sin realizarse los planes de expansión y mejoramiento tecnológico de la refinería. Por otro lado, la reestructuración del sector energético y las posibles alianzas estratégicas para el abastecimiento de hidrocarburos siguen figurando como temas en las conversaciones entre el gobierno y las instituciones internacionales como el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El problema más importante en la regulación del sector en **El Salvador** es el tema de los subsidios al gas licuado y al diesel para transporte público de pasajeros. En efecto, mientras que el diesel no subsidiado tiene un precio del orden de 42 dólares por barril, el diesel preferencial se expende a cerca de 9 dólares y representa 26% de las ventas de diesel, sin considerar el consumo de la empresa eléctrica Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). Los transportistas han ejercido fuertes presiones al gobierno (paros del servicio, por ejemplo) para que no se reduzcan los subsidios; se estima que algunos transportistas no utilizan la totalidad del diesel subsidiado para los fines originalmente previstos. La solución de este problema, al menos de manera parcial, no se prevé para el futuro cercano. En 1995 el valor total de los subsidios al diesel y al gas licuado fueron de 21 y 12 millones de dólares, respectivamente.

Con respecto al marco institucional del subsector petrolero en **Honduras**, se continuó con el reforzamiento de la Comisión Administradora del Petróleo, adscrita al Ministerio de Economía y Comercio. Sin embargo, no se han solucionado las inconsistencias en el marco regulador e institucional mencionadas en el informe del año pasado, en tanto que el anteproyecto de la nueva ley de comercialización queda pendiente en las instituciones gubernamentales. Durante el segundo semestre de 1995, el gobierno prohibió la importación de gasolina sin plomo, con el propósito de implementar el uso exclusivo de dicho combustible después de un período transitorio de varios meses (programado para febrero de 1996). Por otra parte, los planes de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para importar sus combustibles directamente del mercado internacional mediante licitaciones, como en El Salvador y Nicaragua, quedaron suspendidos a fines de 1995, con la

---

13/ Véase CEPAL, *Istmo Centroamericano: Informe sobre abastecimiento de hidrocarburos, 1994 y primer semestre de 1995* (LC/MEX/L.298), 19 de marzo de 1996. Este informe presenta los avances durante el primer semestre de 1995.

disolución de la unidad especializada que se había formado para este propósito dentro de la empresa, con la asistencia de un organismo multilateral.

En **Nicaragua**, desde agosto de 1995 se ha venido comercializando formalmente la gasolina regular sin plomo, con un precio libre por barril de 3 dólares más alto que el de la regular con plomo sujeta a control. Por otro lado, se inició la elaboración de un primer borrador del reglamento de la futura Ley de Suministros de Hidrocarburos, cuyo anteproyecto fuera presentado a la Asamblea Nacional el 20 de julio de 1995. Adicionalmente, se prepararon algunas normas técnicas en conexión con la aplicación del Decreto 56-94, el cual introdujo reformas importantes en el subsector hidrocarburos, y se continuó con la reducción del subsidio directo al GLP que se expende en cilindros de 10 y 25 libras.

En **Guatemala y Panamá** no se reportaron cambios durante el segundo semestre de 1995.

2. La formación de precios al consumidor y los impuestos

Con objeto de comparar los elementos que determinan la formación de precios al consumidor final de los combustibles, se calcularon las estructuras del diesel y la gasolina superior con plomo para las ciudades capital de los seis países de la región, correspondientes al cuarto trimestre de 1995. 14/ La desagregación de la estructura se realizó considerando tres rubros generales. El primero comprende todo tipo de impuestos y recargos, entre ellos los realizados para cubrir subsidios cruzados entre combustibles. El segundo se refiere al agregado de los márgenes ganados a lo largo de la cadena de abastecimiento, e incluye, además, los costos asociados (transporte marítimo, descarga del tanquero, almacenamiento, gastos financieros, etc.), con excepción del precio de referencia fob de la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USCG), 15/ correspondiente al tercer elemento de la estructura de precios. (Véanse los gráficos 6 y 7.)

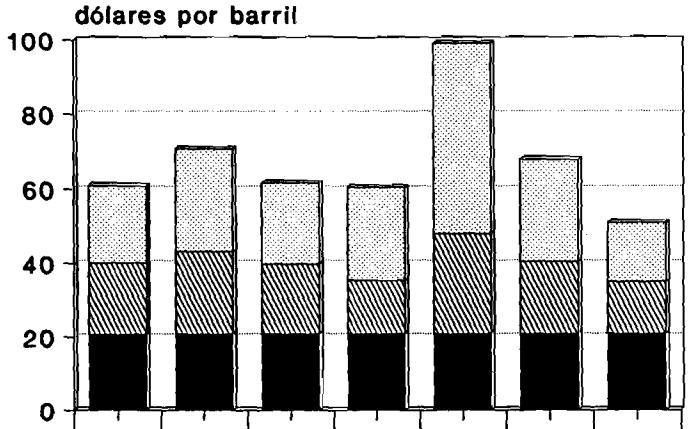
El segundo rubro mencionado, denominado márgenes y costos adicionales, se calculó mediante la diferencia entre los precios promedio al consumidor, de los sondeos realizados por las Direcciones de Hidrocarburos, el monto de impuestos y recargos y el precio de referencia USCG (variable de ajuste). Por otro lado, es natural que este rubro sea diferente entre países, según las distancias entre los puertos de origen y destino de los hidrocarburos, la magnitud de los volúmenes importados por embarque, así como por las diferencias entre costos de operación. No obstante, la mayor parte de este monto corresponde a los márgenes agregados de la cadena de abastecimiento. Aun cuando algunos costos son intrínsecamente diferentes (los fletes, por ejemplo), las grandes

---

14/ Si bien es cierto que la gasolina con plomo dejará de comercializarse en todos los países de la región en 1996, los resultados generales del ejercicio pueden extrapolarse debido a que los impuestos no se ven alterados por el tránsito a las gasolinas sin plomo, además de que el rubro de márgenes y costos adicionales permanece sin cambios notables, ya que depende principalmente del grado de regulación a que estén sujetos los combustibles y del nivel de competencia entre los agentes de la cadena de abastecimiento.

15/ Aunque se analiza la gasolina superior con plomo en la región, el precio de referencia de la USCG que se reporta en Platt's corresponde a gasolina sin plomo. En consecuencia, el rubro de márgenes y costos adicionales está ligeramente subestimado en el caso de la gasolina.

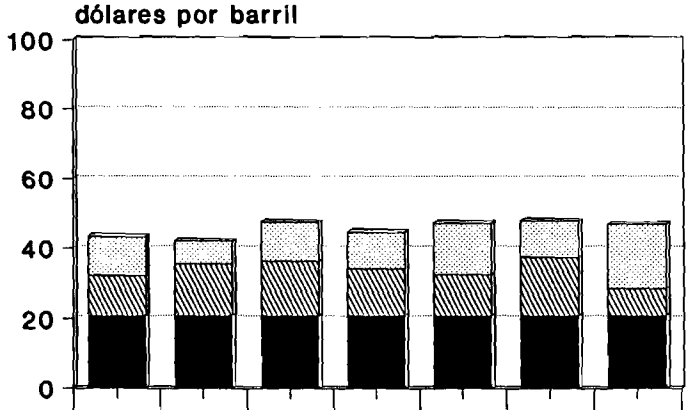
Gráfico 6
FORMACION DE PRECIOS AL CONSUMIDOR
GASOLINA SUPERIOR CON PLOMO, OCT-DIC/95



	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	E.U.
Precio consumidor	60.61	70.67	61.67	60.42	99.09	67.76	51
Impuestos y recargos	20.75	27.43	21.83	25.18	51.07	27.3	16
Márgenes y costos	19.33	22.41	19.01	14.41	27.19	19.63	14.17
Precio USCG	20.83	20.83	20.83	20.83	20.83	20.83	20.83

Gasolina sin plomo para Guatemala y E.U.
Cifras para ciudad capital, excepto E.U.

Gráfico 7
FORMACION DE PRECIOS AL CONSUMIDOR
DIESEL, OCT-DIC/95



	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	E.U.
Precio consumidor	43.42	42.19	47.48	44.68	47.24	47.89	46.95
Impuestos y recargos	11.22	6.49	11.14	10.51	14.73	10.5	18.47
Márgenes y costos	11.28	14.79	15.43	13.27	11.6	16.48	7.57
Precio USCG	20.91	20.91	20.91	20.91	20.91	20.91	20.91

Diesel de bajo azufre para E.U.
Precio del diesel de Panamá es estimado
Fuente: CEPAL, sobre cifras oficiales

diferencias entre países, en el agregado de márgenes y costos adicionales, pueden utilizarse como un indicador para detectar *grosso modo* diferencias en la competitividad con que se realiza el proceso de suministro de hidrocarburos.

En el período analizado, los menores precios al consumidor para la gasolina superior se presentaron en Honduras y Costa Rica, alrededor de 60.50 dólares por barril, seguidos de cerca por Guatemala (único país cuyas cifras corresponden al combustible sin plomo). No obstante la similitud de precios entre estos tres países, cabe subrayar que en el primero el rubro de márgenes y costos adicionales es el menor de la región (14.41 dólares por barril), en tanto que en los otros dos ocurre lo mismo con el componente de impuestos. También es de notar que en Costa Rica, Guatemala y Panamá el monto de márgenes es muy semejante (alrededor de 19.50 dólares por barril), mientras que en El Salvador es 3 dólares más elevado, debido en parte a los mayores costos de flete a la costa del Pacífico. En contraste, en Nicaragua se pagan los mayores precios en estaciones de servicio para el combustible citado, poco más de 99 dólares por barril, como resultado de altas cargas impositivas (51 dólares por barril), así como por los elevados montos de márgenes y costos adicionales (ligeramente superiores a 27 dólares por barril), por tratarse de un producto no regulado y con reducido volumen de ventas. 16/ Si bien el agregado de impuestos y recargos es similar en El Salvador y Panamá, en el primer país se incluye un monto apreciable para subsidio del gas licuado en envases pequeños y del diesel consumido en el transporte público de pasajeros (véase de nuevo el gráfico 6).

Los precios del diesel expendido en estaciones de servicio son significativamente menores que los de la gasolina, principalmente a causa del componente de impuestos. Sin embargo, es de notar que el rubro de márgenes y costos adicionales es también menor para el diesel en todos los casos, si bien la diferencia con respecto al correspondiente a la gasolina varía entre países. De hecho, los márgenes para el diesel son menores que los de la gasolina en alrededor de 8 dólares por barril en Costa Rica y El Salvador. Lo mismo ocurre en Nicaragua, si se considera a la gasolina regular sin plomo y no a la superior, que tiene muy baja demanda, mientras que en Guatemala y Panamá las diferencias entre productos son de poco más de 3 dólares por barril, y en Honduras de sólo 1 dólar, pues sus márgenes en la gasolina son los más bajos de la región. En El Salvador los consumidores se benefician de los menores precios del diesel (42.19 dólares por barril para el combustible no subsidiado), debido a que este producto se grava con reducidos impuestos en comparación con los otros países. Los mayores precios se pagan en Nicaragua, Guatemala y Panamá (aproximadamente 47.50 dólares por barril), en el primero a raíz de la carga impositiva, mientras que en los otros dos a consecuencia del monto de márgenes. Las cifras más bajas de márgenes corresponden a Costa Rica (país que importa el diesel al más bajo costo) y Nicaragua (unos 11.50 dólares por barril), seguidos por Honduras, todos ellos con regulación de precios hasta el nivel del consumidor final (véase nuevamente el gráfico 7).

16/ En Nicaragua el rubro de márgenes y costos adicionales de la gasolina regular sin plomo (que representa más del 90% del consumo de gasolinas) es de poco más de 19 dólares por barril, cifra significativamente menor que la correspondiente al carburante superior, pero mayor en 3 dólares por barril comparada con la que tuvo la gasolina regular con plomo unos meses antes cuando era regulada.

A fin de contar con un marco de comparación con el mercado centroamericano, se estimaron las estructuras de formación de precios en los Estados Unidos. En este país el rubro de márgenes y otros costos es, para el mismo período de análisis, de 14 y 7.50 dólares por barril en la gasolina superior y el diesel, respectivamente; 17/ a su vez, los promedios en la región son de 20 y 14 dólares por barril en los productos citados. Por otra parte, los impuestos estadounidenses representan 16 y 18.50 dólares por barril para la gasolina superior y el diesel, respectivamente, mientras que los promedios centroamericanos para estos combustibles son cercanos a 29 y 11 dólares, en el orden de mención. Sin embargo, los gravámenes fiscales en los países europeos son de magnitud muy superior, entre 81 y 129 dólares por barril para la gasolina superior con plomo y entre 54 y 84 dólares para el diesel. (Véase el gráfico 8.) Si bien una política de reducción de impuestos a los combustibles, especialmente los de las gasolinas, permitiría que fueran más accesibles al reducido poder de compra en los países centroamericanos, la aplicación de esta política también tendría efectos negativos ya que el crecimiento de la demanda impacta negativamente el balance de pagos, mientras que la disminución de los recursos fiscales podría afectar el gasto social.

A continuación se describen en forma detallada los elementos que comprende el rubro de impuestos y recargos en cada país.

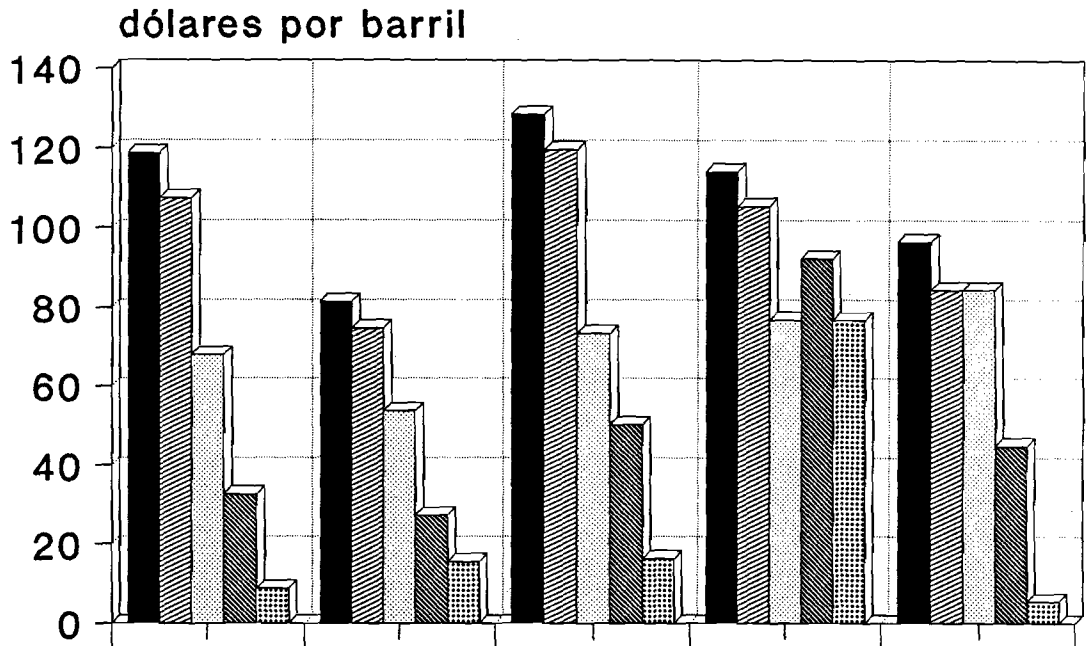
En Costa Rica se realizaron modificaciones importantes en la estructura impositiva durante los últimos meses de 1995. El impuesto de aduanas, aplicable sobre el precio cif, se redujo de 21 a 2%; el impuesto de ventas al consumidor final aumentó de 10 a 15%; se creó el impuesto selectivo al consumo sobre la base de precios exrefinería, que es de 35% para las gasolinas y de 15% para el resto de los productos, con excepción de la querosina y las naftas, que no se gravan; por último, existen diversos aportes menores de la refinería a varios organismos gubernamentales. Para la gasolina superior con plomo, los cuatro impuestos mencionados representaron, en el período de estudio, las siguientes cantidades: 0.44, 7.94, 12.04 y 0.32 dólares por barril, respectivamente, en tanto que para el diesel significaron 0.44, 5.66, 4.81 y 0.31 dólares, respectivamente.

En El Salvador los derechos arancelarios a la importación son de 10% para las gasolinas y 5% para el resto de los productos y el petróleo crudo; durante el cuarto trimestre de 1995 estos gravámenes para la gasolina superior y el diesel se estiman en 2.54 y 1.28 dólares por barril. Por otra parte, únicamente las gasolinas son sujetas a un recargo en moneda nacional (1.3921 colones por galón), denominado Fondo de Estabilización y Fomento Económico (FEFE) que, al tipo de cambio del período, equivale a 6.65 dólares por barril. Además, se calcula periódicamente el margen de financiamiento de subsidios cargado a la gasolina super con plomo, para favorecer al diesel destinado al transporte público y al gas licuado, que en el período estudiado promedió 6.99

17/ Calculados sobre la base de cifras publicadas en *Petroleum Marketing Monthly, Energy Information Administration*, tablas 8 y 17, así como el anexo. Específicamente, los márgenes estimados corresponden al precio de venta al consumidor final en estaciones de servicio (*Retail outlet sales*) menos los impuestos y el precio de referencia USCG. El precio al consumidor del diesel reportado corresponde al de bajo contenido de azufre, que tiene un precio mayor en aproximadamente un dólar por barril. Es de destacar que el rubro de márgenes y costos adicionales de la gasolina regular en los Estados Unidos, 8.40 dólares por barril, es apreciablemente menor que el de la gasolina superior.

Gráfico 8

IMPUESTOS A LOS DERIVADOS DEL PETROLEO EN EUROPA, 1995



	Alemania	España	Francia	Italia	R. Unido
Gasol.Sup.con plomo	119	81	129	114	97
Gasolinas sin plomo	108	75	120	105	84
Diesel	68	54	74	77	84
F.O. pesado	33	27	50	92	45
F.O. liviano	9	16	16	77	5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Erdöl Informationsdienst, Hamburg.

dólares por barril. 18/ También existe el recargo fijo (en colones) denominado Margen Especial de Financiamiento (del cual están exentas las oficinas gubernamentales y la CEL) 19/ destinado a cubrir parcialmente los subsidios; para la gasolina superior este recargo fue de 3.07 dólares por barril, y únicamente la décima parte para el diesel. Todos los productos están sujetos también a un cargo de 0.05 dólares por barril como costo de regulación y control en que incurre el Ministerio de Economía. Por último, dado que el impuesto al valor agregado (IVA) es de 13%, representó 8.13 y 4.85 dólares por barril, respectivamente, para los dos productos analizados.

La importación de productos en Guatemala se grava con un arancel de 10%, 20/ que equivale a 2.48 dólares por barril en el período de análisis, para los dos productos. Por otra parte, existe un impuesto específico de 220 quetzales por galón para la gasolina superior y de 80 quetzales para el diesel, que en términos de divisas se ha deteriorado con la depreciación de la moneda local en el curso del tiempo; durante el cuarto trimestre de 1995, estos impuestos equivalieron a 15.32 y 5.57 dólares por barril. Durante el período de estudio el IVA fue de 7%, y se elevó a 10% a partir de 1996.

En Honduras los derechos arancelarios a la importación de los derivados del petróleo son de 15%, excepto para el gas licuado (10%), con un cargo adicional por servicio administrativo aduanal de 3% en el trimestre analizado, que se reduciría a 1.5% en 1996. Se grava también con un impuesto de 15% a la producción y consumo, sobre la base del costo total de importación, y con un impuesto específico en moneda nacional denominado Diferencial de Precios del Petróleo (únicamente para las gasolinas, el diesel y el turbocombustible). 21/ Para la gasolina superior los impuestos descritos representaron 3.53, 0.71, 4.58 y 16.36 dólares por barril, respectivamente, en tanto que para el diesel los primeros tres son ligeramente mayores a los descritos, y el último es de sólo 1.30 dólares.

18/ También la gasolina regular es cargada con el margen de financiamiento de subsidios, pero su monto unitario representa aproximadamente la décima parte del correspondiente al carburante superior. Cabe destacar que mientras el precio al consumidor del diesel fue de 42.19 dólares por barril, el precio del diesel preferencial fue de sólo 8.94 dólares.

19/ El FEFE y el arancel fueron creados por acuerdo legislativo, en tanto que el margen especial de financiamiento y el de subsidio se determinan por acuerdo ejecutivo en el ramo de economía.

20/ Aunque el derecho arancelario a la importación de petróleo crudo es de 5%, existe un contrato de transformación establecido con la refinería en 1962, con vigencia de 40 años, que la libera de dicho gravamen. Con ello, la refinería se beneficia de una protección de 10% frente a la importación directa de derivados, sin la cual desaparecería su rentabilidad.

21/ Este impuesto sustituye al fondo de compensación de subsidios. El cargo es de 3.90 lempiras por galón para las gasolinas superior y regular, 0.72 lempiras para el turbocombustible y 0.31 lempiras para el diesel; el resto de los productos no están gravados. Adicionalmente, sólo al diesel se le hace un cargo de 0.08 dólares por barril para el fortalecimiento de la Comisión Administradora del Petróleo.

En Nicaragua el esquema fiscal se compone únicamente de un impuesto específico al consumo, en dólares, para cada producto. 22/ El gas licuado y el *fuel oil* para la generación eléctrica sustituyen el impuesto específico por el pago de IVA (15%).

Por último, en Panamá el sistema fiscal también está muy simplificado. Consiste en un impuesto específico para cada producto, con montos decrecientes hasta el año 2000, programados desde la liberalización del comercio de hidrocarburos. En 1994 y 1995 los impuestos de la gasolina superior, la gasolina regular, la querosina/turbocombustible y el diesel, fueron de 0.65, 0.62, 0.14 y 0.25 dólares por galón, respectivamente; en el siguiente bienio, estas cifras disminuyen 2 centavos por galón en las gasolinas y 1 centavo en las querosinas. Unicamente el *fuel oil* cambió de régimen impositivo, que actualmente es de 34% ad valórem.

22/ El impuesto específico de la gasolina regular es de 50.94 dólares por barril, casi igual al de la superior, en tanto que para la querosina y el *fuel oil* consumido en usos diferentes a la generación de electricidad es de 17.74 y 7.93 dólares por barril.

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