

**ISTMO CENTROAMERICANO: INFORME SOBRE ABASTECIMIENTO  
DE HIDROCARBUROS, 1999**

*Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania*

---

Este documento ha sido elaborado bajo la dirección y participación del señor Fernando J. Cuevas, Jefe de la Unidad de Energía de la CEPAL, con la colaboración de los señores Luis Fernández, consultor del Proyecto CEPAL/GTZ, y Víctor Rodríguez-Padilla, responsable del Posgrado en Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

## Notas explicativas

---

En el presente documento se han adoptado las convenciones siguientes:

- Un signo menos (-) indica déficit o disminución, salvo que se especifique otra cosa.
- El punto (.) se usa para separar los decimales.
- La raya inclinada (/) indica un año agrícola o fiscal (por ejemplo, 1970/1971).
- El guión (-) puesto entre cifras que expresen años (por ejemplo, 1971-1973) indica que se trata de todo el período considerado, ambos años inclusive.
- La palabra “toneladas” indica toneladas métricas, y la palabra “dólares” se refiere a dólares de los Estados Unidos, salvo indicación contraria.
- Salvo indicación contraria, las referencias a tasas anuales de crecimiento o variación corresponden a tasas anuales compuestas.
- Debido a que a veces se redondean las cifras, los datos parciales y los porcentajes presentados en los cuadros no siempre suman el total correspondiente.
- En algunas partes de este documento se ha preferido enumerar los países en orden geográfico (de norte a sur) en lugar del orden alfabético habitual en los estudios de las Naciones Unidas. Con ello sólo se pretende facilitar la comprensión del análisis, dadas las peculiares características físicas de la región.

En los cuadros se emplean además los siguientes signos:

- Tres puntos (...) indican que los datos faltan o no constan por separado.
- La raya (—) indica que la cantidad es nula o insignificante.
- Un espacio en blanco indica que el concepto de que se trata no es aplicable.

## ÍNDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACIÓN.....	1
RESUMEN .....	3
I. CONSUMO DE DERIVADOS EN LA REGIÓN E INFRAESTRUCTURA .....	5
1. El consumo de derivados del petróleo.....	5
2. La refinación y el almacenamiento .....	11
II. IMPORTACIONES TOTALES Y PRECIOS.....	13
1. Volumen, valor y estructura de las importaciones .....	13
2. La procedencia de las importaciones .....	16
3. Los precios de importación y al consumidor .....	18
III. ENTORNO INTERNACIONAL DEL SUMINISTRO PETROLERO A LA REGIÓN .....	21
1. Evolución de los precios internacionales .....	21
2. Situación de los principales países abastecedores.....	24

•  
•

•  
•

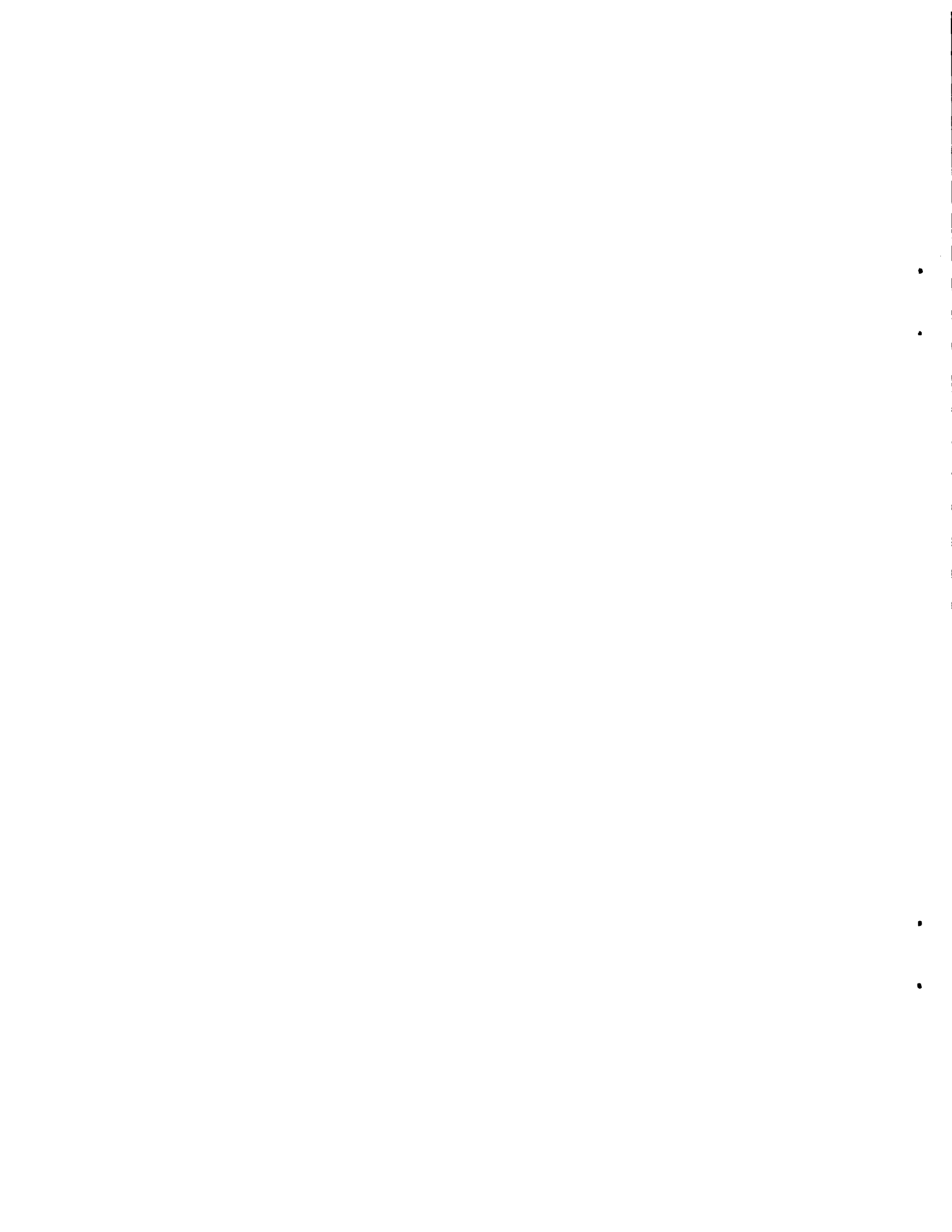
## PRESENTACIÓN

En virtud del convenio entre la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la República Federal de Alemania (a través de la agencia de cooperación GTZ), destinado para el subsector de hidrocarburos de América Central, la Unidad de Energía de la sede subregional de la CEPAL en México ha venido publicando informes anuales sobre el abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano. Dentro de esta cooperación conviene mencionar que en el año 1998 finalizó la VI fase del proyecto para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos para la región, pero durante el año siguiente comenzó la ejecución de un nuevo proyecto denominado Uso sustentable de los hidrocarburos, y cubre los temas de uso eficiente y protección ambiental.

El presente informe, correspondiente para el año 1999, forma parte de las actividades aprobadas por los directores generales de hidrocarburos (o instancias equivalentes) de los países del Istmo Centroamericano, para el proyecto mencionado. En el documento se expone una actualización de la estructura del consumo 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. Adicionalmente se aborda la situación del mercado petrolero internacional en 1999, con especial interés en los principales países abastecedores de hidrocarburos para la región centroamericana.

La coordinación del informe ha estado bajo la responsabilidad del señor Fernando Cuevas, jefe de la Unidad de Energía de la sede subregional de la CEPAL en México, y contó con la participación de los consultores del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania, señores Luis Fernández y Víctor Rodríguez, así como del experto en la base de datos de hidrocarburos, señor Eugenio Torijano.

Finalmente, la CEPAL deja constancia expresa de su reconocimiento a las Direcciones Generales de Hidrocarburos (o instancias equivalentes), que dieron toda la información necesaria para la elaboración de este informe.



## RESUMEN

En contraste con el notable incremento de 16.1% ocurrido en 1998, el consumo total de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano disminuyó 1% en 1999, con un volumen de 79.4 millones de barriles. Este comportamiento se debe principalmente a la fuerte reducción de la producción de electricidad con combustibles fósiles y, en menor medida, por el aumento de precios del petróleo en los mercados internacionales y una moderada atenuación del crecimiento económico de la región. Los requerimientos de derivados del petróleo para la generación eléctrica bajaron 5.3 millones de barriles y fueron compensados en gran parte con un alza en el consumo final de 4.5 millones de barriles. El consumo total se redujo en El Salvador, Honduras y, especialmente, en Panamá (-7%), mientras que la mayor alza se ubicó en Costa Rica (3%).

El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la producción de electricidad, se elevó a 66.7 millones de barriles en 1999, con una tasa de crecimiento de 7.3%, menor que la del año anterior (12%, la más alta de la década). El producto más dinámico fue el gas licuado, mientras que el *jet fuel* se encontró en el otro extremo.

Si bien el consumo de combustibles para la generación de electricidad subió 32.6% en 1998, en 1999 se redujo 29.6%, situándose en 12.7 millones de barriles, debido a que en el último año la generación de origen hidráulico aumentó 20.2% (45.8% en Panamá), mientras que la generación total únicamente creció 4.5%. El incremento de la disponibilidad de agua permitió desplazar la mayor parte de la generación con turbinas de gas y, en consecuencia, la participación del diesel en el consumo total de combustibles destinados a la producción de electricidad se redujo de 37.2% a 24.2% en el período mencionado.

En 1999 la importación total de hidrocarburos fue de 90.9 millones de barriles, 1.3% menos que en 1998. Del volumen importado, 59.5% correspondió a derivados del petróleo, 34.3% a crudos naturales y 6.2% a crudos reconstituidos. Del total de derivados (54.1 millones de barriles), 35.6% correspondió al diesel, 19% a *fuel oil*, 18.3% a la gasolina premium, 9.3% a la gasolina regular, 10.7% al gas licuado y el restante 7.1% a kerosinas y otros productos.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1999 llegó a 1 863 millones de dólares (cif). Aunque esta cifra fue 20.1% mayor que la del año previo, se mantuvo prácticamente igual a la de 1997, no obstante que el volumen importado en 1999 fue 12.9% superior. El peso de las importaciones de hidrocarburos con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios aumentó de 6.3% en 1998 a 7.6% en 1999. Aunque esta relación se elevó en todos los países, el grado en que lo hizo fue marcadamente diferente en cada caso, según el comportamiento del sector externo de la economía y, en menor medida, del volumen de hidrocarburos importado. El efecto fue bajo en Costa Rica y El Salvador y alto en el resto.

Venezuela continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano, con un suministro de 41.5 millones de barriles en 1999 (2.5 millones más que el año anterior) y una participación en el mercado de 45.6%. En este año disminuyó apreciablemente

la participación de los Estados Unidos a 11.3%, mientras que se elevaron las de Ecuador a 18.2%, Trinidad y Tabago a 7.4% y México a 5.3%.

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 (USGC), y con fletes muy competitivos. En 1998 y 1999 este país pagó por el diesel, el producto de mayor importación, un precio cif de 3 dólares por barril por debajo del promedio ponderado de los otros cinco países de la región; alrededor de un tercio de esta cifra se debe a la diferencia en el costo de los fletes y el resto es indicativo de la eficiencia de las compras costarricenses.

En 1999 los precios promedio más altos en estaciones de servicio, en la ciudad capital, se presentaron en Honduras y Nicaragua para la gasolina premium (1.97 y 1.94 dólares por galón, respectivamente) y en este último país en el caso del diesel (1.48 dólares), mientras que los más bajos ocurrieron en Costa Rica para el primer producto (1.69 dólares) y en El Salvador para el segundo (1.07 dólares).

Por otra parte, continuó el paro temporal de la refinería de Costa Rica debido a las obras de modernización de sus instalaciones. Se espera que en septiembre del 2000 se realicen las pruebas de arranque para la fase I del proyecto que tuvo un costo de 53 millones de dólares. Otro proyecto prioritario para la Refinería Costarricense de Petróleo (Recope) es la ampliación del poliducto con dos tuberías de 12 pulgadas de diámetro, cuya obra se entregará en concesión a la iniciativa privada.

En el mercado internacional conviene resaltar la forma espectacular en que subieron los precios del petróleo, recuperando el terreno perdido durante los dos años precedentes. El alza se observó durante todo el año, con excepción de los meses de febrero y octubre. En términos nominales, los precios superaron el nivel alcanzado en diciembre de 1995, que había sido el más alto después del fin de la Guerra del Golfo. En diciembre, la canasta de crudos de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se cotizó, en promedio, en 24.8 dólares por barril, es decir, 156% por arriba del precio alcanzado 12 meses antes, cuando se situó en 9.7 dólares por barril.

En total, la oferta anual promedió 73.8 millones de barriles diarios en ese año, es decir, 1.2 millones de barriles menos que un año antes, lo cual significa una reducción de 1.6%. Esa contracción de la oferta fue un poderoso incentivo para la recuperación de precios. Sin embargo, no fue el único. El otro elemento clave fue la reactivación del consumo mundial. En efecto, un crecimiento anual promedio de 1.5% propulsó el consumo mundial de crudo hasta alcanzar 74.6 millones de barriles, lo cual significa un aumento neto de 1.1 millones de barriles diarios con respecto a su valor de 1998.



## I. CONSUMO DE DERIVADOS EN LA REGIÓN E INFRAESTRUCTURA

### 1. El consumo de derivados del petróleo

#### a) El consumo total

Después del notable incremento de 16.1% ocurrido en 1998, el consumo total de derivados del petróleo en el Istmo Centroamericano se redujo en 1% en 1999. Este drástico cambio de comportamiento se debe principalmente a la fuerte disminución de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles y, en menor medida, por el aumento de precios de los combustibles en los mercados internacionales y una moderada atenuación del crecimiento económico en la región. El consumo total bajó en El Salvador, Honduras y, especialmente, en Panamá (-7%), en tanto que la mayor alza se presentó en Costa Rica (3.6%). El consumo total de hidrocarburos en la región pasó de 80.2 millones de barriles en 1998 a 79.4 millones (217 600 barriles por día) en 1999.<sup>1</sup> La reducción de 5.3 millones de barriles en el consumo para la producción de electricidad fue compensada en gran parte con el incremento de 4.5 millones de barriles en el consumo final de hidrocarburos. Con respecto al mercado regional, Guatemala representó el 27.1%, en tanto que Nicaragua, sólo participó con 10% y Honduras con 13.3%; los demás países ocuparon fracciones similares de alrededor de 16.5% del total del mercado.

#### b) El consumo final y su estructura por producto

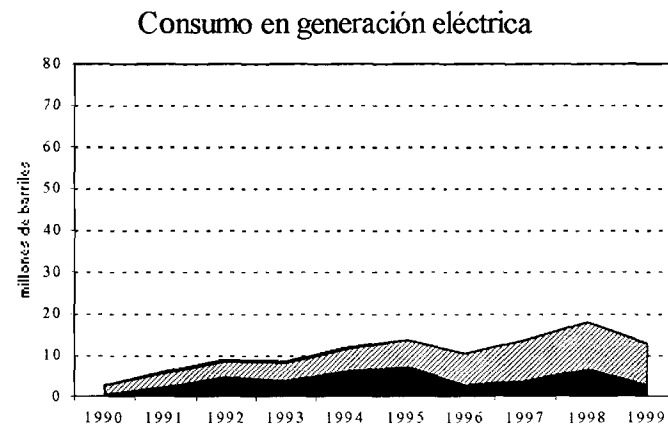
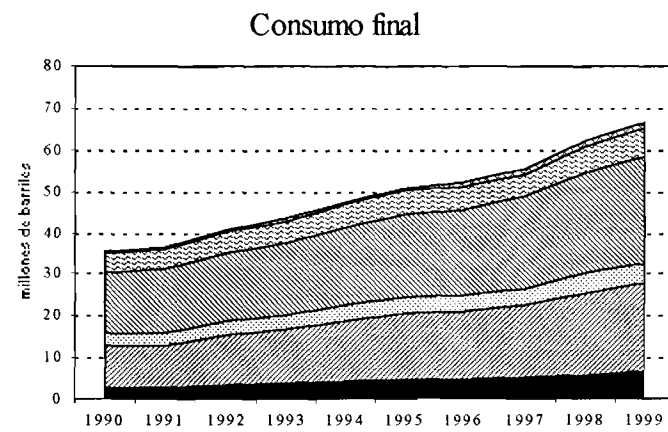
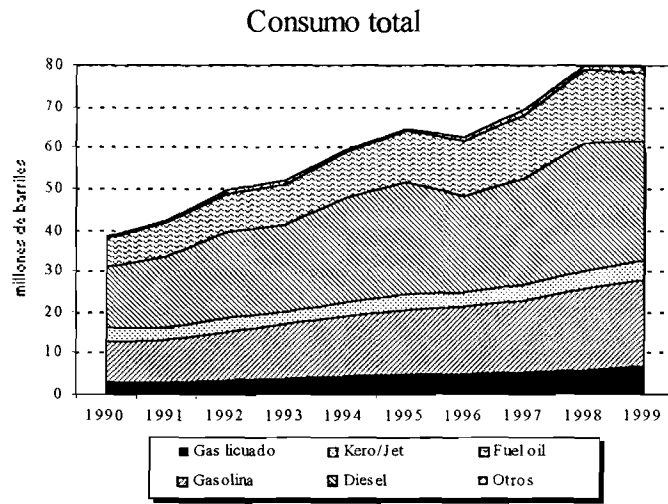
El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la generación de electricidad, se elevó a 66.7 millones de barriles (182 800 barriles por día) en 1999. Mientras que la tasa de crecimiento en 1998 fue extraordinariamente alta (20%) por el efecto combinado de fuerte crecimiento económico y bajos precios internacionales del petróleo, en 1999 el consumo aumentó 7.3%, luego de una suavización en el dinamismo de la economía y un aumento de precios en los combustibles. (Véase el gráfico 1.)

El comportamiento del consumo final de hidrocarburos se relaciona sobre todo con el desarrollo de la actividad económica de la región. Durante el período 1992-1999 la tasa de crecimiento del consumo final de hidrocarburos en la región (7.8% en promedio anual) ha sido 1.8 veces la correspondiente al indicador de la actividad económica (4.4%). Si bien la evolución de esta relación depende del desarrollo de los medios de transporte, del peso que las ramas intensivas en energía (especialmente la cementera) tengan en la estructura de la actividad económica, del precio interno de los derivados del petróleo, 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 indicativa del gran peso

---

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

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

que los hidrocarburos tienen en la región. Es de notar que para el período analizado las elasticidades del consumo final de combustibles con respecto al producto interno bruto (PIB) han sido prácticamente iguales (1.9) en los países de la región, a excepción de Costa Rica que tiene una respuesta más baja en la demanda de hidrocarburos ante variaciones en la actividad económica. Aunque las elasticidades calculadas para períodos de un año no son estables, destaca que en cinco países (especialmente en El Salvador) las correspondientes a 1998 son apreciablemente mayores que las evaluadas para el período 1992-1999 debido a los bajos precios de los combustibles en ese año. Con el alza de precios de 1999 las elasticidades se redujeron en todos los países. (Véase el cuadro 1.)

Cuadro 1

RELACIÓN ENTRE LAS TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO FINAL  
DE HIDROCARBUROS Y LA ACTIVIDAD ECONÓMICA, 1992-1999

	Consumo final (tasa promedio anual)			Producto interno bruto (tasa promedio anual)			Elasticidad		
	1992-1999	1998	1999	1992-1999	1998	1999	1992-1999	1998	1999
Istmo									
Centroamericano	7.8	12.0	7.3	4.4	4.9	3.9	1.8	2.4	1.9
Costa Rica	8.1	10.4	8.3	5.8	8.0	8.4	1.4	1.3	1.0
El Salvador	9.1	14.7	6.0	4.9	3.5	2.6	1.9	4.2	2.3
Guatemala	8.2	13.9	6.4	4.2	5.1	3.5	1.9	2.7	1.8
Honduras	5.7	9.7	10.7	3.0	2.9	-1.9	1.9	3.3	-
Nicaragua	6.7	9.4	7.5	3.5	4.1	7.0	1.9	2.3	1.1
Panamá	8.0	11.3	6.2	4.1	4.1	3.2	1.9	2.8	1.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Las tasas de crecimiento económico de 1999 son preliminares.

Excluyendo de nuevo los combustibles utilizados en la generación de electricidad, entre 1990 y 1999 la participación de la gasolina en la estructura del consumo regional de derivados del petróleo tuvo una tendencia expansiva; en el primer año citado, dicho producto representaba 27.6% del consumo final, mientras que en 1999 esta proporción se había extendido a 31.5% a causa de que el ritmo de crecimiento del consumo (8.8% anual) fue superior al resto de los productos del petróleo. En los indicadores nacionales, este comportamiento global se presenta en Costa Rica, Guatemala y Honduras; en El Salvador y Panamá la participación de la gasolina ha sido estable y en Nicaragua ha disminuido. Costa Rica continuó siendo el país con la más alta penetración de este combustible en 1999 (37.1%), en tanto que Nicaragua se mantiene en el otro extremo (21.9%). En este último año, el consumo de gasolina creció 7.2%, con la mayor tasa en Nicaragua (10.7%, debido en parte a la disminución de los impuestos a este combustible) y la menor en El Salvador y Panamá (5.1% en ambos casos).

El gas licuado de petróleo (GLP) ha sido aún más dinámico (9.4% de crecimiento anual durante los años noventa) que la gasolina, especialmente durante los años recientes, y ha presentado las tasas más altas en Honduras (15.2%) y El Salvador (13.1%). En este último país el GLP significó 13.4% del consumo final de derivados del petróleo durante 1999, mientras que en Honduras esta proporción alcanzó sólo 5.3%. En Costa Rica, la participación de este combustible

también es baja (6.2%), a raíz del uso muy difundido de la estufa eléctrica para la cocción de alimentos. Sin embargo, entre 1995 y 1999 su consumo ha crecido a un ritmo de 14.5% anual en promedio. A pesar de que la tasa de crecimiento del consumo de GLP en Panamá ha sido la menor de la región (5% por año), y su peso en el consumo final se ha venido reduciendo, su penetración representó 10.6% en 1999. Guatemala, con una tasa de crecimiento promedio de 8.4% y una participación de 12.9% en 1999, representa el 34.4% del consumo regional de GLP. Destaca que, a excepción de El Salvador y Panamá, en el último año el consumo de GLP aumentó cerca de 20%, en el resto de países. En el plano regional, durante los últimos nueve años la participación de este producto se elevó de 8.4% a 10%.

Una trayectoria inversa se verifica en las kerosinas, cuyo consumo creció entre 1990 y 1999 a una tasa promedio de 5.5%, inferior a la del consumo final de hidrocarburos, y, por ende, su participación pasó de 8.2% a 7.1%. Esta tendencia fue más marcada en Honduras, donde disminuyó de 14% a 7.5% en el mismo período. En contraste, en Costa Rica el consumo de kerosinas ha avanzado a tasas altas (9.2% en promedio), debido al crecimiento del consumo de *jet fuel* asociado al fuerte dinamismo de la actividad turística del país, por lo que su contribución al consumo final de derivados del petróleo pasó de 5.4% a 6.4% durante los años citados. En 1999 la participación más alta se registró en Panamá con 13.3%, proporción muy superior al resto de los países de la región. Este dato refleja la importancia tradicional de su tráfico aéreo y se traduce en una fuerte tasa de crecimiento en el consumo (17% en promedio) durante los últimos seis años. Destaca el hecho de que, después de la alta tasa de crecimiento del consumo regional de kerosinas en 1998 (17.5%), durante 1999 ésta sólo fue de 2.1%.

La penetración del *fuel oil* en el consumo final de hidrocarburos ha sido baja y con tendencia a disminuir. Durante la década de los noventa, la participación de este combustible se ha reducido de 13.4% a 9.8%. En Panamá, la participación de los combustibles pesados es un poco menos que la mitad de la de los otros países, debido al menor peso de la industria frente al sector terciario de la economía. El consumo de *fuel oil* está muy ligado a la producción de cemento, industria que requiere cerca del 40% del consumo regional de este combustible para uso no termoeléctrico, por lo que su comportamiento a través del tiempo muestra mucha mayor volatilidad que en los otros usos.<sup>2</sup> Como en el caso de las kerosinas, contrasta que mientras en 1999 el combustible residual aumentó ligeramente (1.5%), el año anterior tuvo un crecimiento notable (16.3%).

El diesel constituye el producto más demandado, con una participación relativamente estable de 40% en el consumo final de la región entre 1990 y 1999, y una tasa de crecimiento de 6.7%. Si bien este combustible registra el mayor consumo en cada país, su participación evolucionó de forma heterogénea: disminuyó en Costa Rica y Guatemala, aumentó en Nicaragua y osciló moderadamente y sin tendencia clara en los demás países. Durante el período citado, las tasas de crecimiento más altas corresponden a El Salvador y Panamá (9.5% y 8.6%, respectivamente), y la

---

<sup>2</sup> En la industria de cemento aproximadamente la mitad de los costos de producción corresponden al rubro de combustibles destinados a la generación de calor y electricidad. En consecuencia, el consumo de *fuel oil* en esta rama se ve afectado por el nivel y estructura de precios internos de los combustibles tradicionales y no convencionales (coque de petróleo, aceites lubricantes de desecho, etc.). Además, la industria cementera está ligada a la industria de la construcción, por lo que refleja de manera rápida y amplificadas las variaciones de la actividad económica en general.

más baja a Costa Rica (5%). En 1999 la participación del diesel en el consumo final de hidrocarburos fue de 39.1% en el Istmo Centroamericano, 49.3% en Nicaragua y 45.4% en Honduras, mientras que en los otros países representó alrededor de 37%. En ese mismo año el diesel tuvo un crecimiento de 7.7%, con la mayor alza en Guatemala (9%) y la menor en Costa Rica (6%).

### c) El consumo para la generación de electricidad

En 1999 la producción de electricidad consumió 12.7 millones de barriles (24 700 barriles por día) de combustibles, volumen inferior al del año anterior en 29.6%. Este comportamiento contrasta con el crecimiento acumulado de 71.7% ocurrido el último bienio. Destaca la baja sustancial de 1.6 millones de barriles (-42.5%) ocurrida en Panamá en 1999, luego de que el año previo había aumentado 57.8%, así como los casos de El Salvador (-35.9%) y Honduras (-32.9%). Aunque en Guatemala la reducción fue de sólo 17.5%, en volumen representó 0.8 millones de barriles. En Nicaragua se presentó la menor disminución (-12.1%) del consumo de hidrocarburos para la generación eléctrica durante 1999 después de que en 1998 había aumentado 35.1%. Con esto, el consumo en las plantas eléctricas ubicadas en Guatemala <sup>3</sup> representó en 1999 casi el 29% del total de combustibles destinados a esta actividad en el Istmo Centroamericano, seguido por Nicaragua con el 20%. Únicamente Costa Rica se mantiene con una baja proporción (3%), mientras que cada uno de los tres países restantes representaron alrededor de 16%.

Entre 1990 y 1995 el consumo de hidrocarburos para generación de electricidad se elevó drásticamente (37.5% promedio anual), a causa de las sequías de 1991 y 1994, el alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica (6.4%) derivado del mejoramiento de la actividad económica, así como por la ausencia de nuevos proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, en 1996 la situación cambió de forma radical: la generación hidroeléctrica creció 18.4%, principalmente gracias a la mayor disponibilidad de agua en los embalses y, en menor grado, a la entrada en operación de un proyecto mediano de generación hidroeléctrica en Costa Rica (100 MW); aunado a esto, el menor dinamismo de la economía indujo una atenuación de las ventas de energía eléctrica (4.4%). Posteriormente, la rápida recuperación del requerimiento de combustibles se debió a que, mientras el consumo de electricidad creció 8.2% en 1997 y 7.4% en 1998, la generación hidroeléctrica sólo avanzó 0.8% en el primer año y se redujo alrededor de 8% en el segundo. En 1999 se presentó nuevamente un cambio brusco en el consumo de combustibles para producción de electricidad, debido principalmente a los efectos del huracán Mitch ocurrido en noviembre del año anterior. Así, la generación hidroeléctrica se elevó 20.2% (45.8% en Panamá), en tanto que la generación total sólo aumentó 4.5% como reflejo del menor crecimiento económico en este año. En consecuencia, la producción de electricidad basada en combustibles respecto del total pasó de 35.1% en 1995 a 28.5%, 33.5%, 41.8% y 32% en los años siguientes. (Véase el cuadro 2.) De esta manera, con relación al consumo total de hidrocarburos, la parte correspondiente a los derivados del petróleo en la generación de electricidad avanzó de 7.3% en 1990 a 21.3% en 1995 y 22.4% en 1998, mientras que retrocedió a 16% en 1999.

---

<sup>3</sup> En Guatemala destaca la creciente participación de industrias (acero, cemento y, principalmente, azúcar) que venden a la red cantidades importantes de electricidad. En 1998 el 42% de la energía eléctrica producida con combustibles que se manejó en el sistema interconectado nacional fue suministrado por estas empresas, frente a sólo 8% en 1995.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS  
EN LA GENERACIÓN NETA TOTAL

(Porcentajes)

	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
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	8.9	44.1	26.2
1994	32.6	17.5	41.0	50.4	19.0	54.1	27.9
1995	35.1	15.4	42.7	45.3	40.1	58.0	30.4
1996	28.5	8.7	31.9	38.8	35.0	61.2	20.4
1997	33.5	3.1	47.1	50.6	36.3	65.7	29.3
1998	41.8	7.7	47.0	55.1	45.7	79.9	48.7
1999	32.0	2.5	35.8	46.0	38.1	76.2	29.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Los porcentajes consideran únicamente la generación térmica a base de hidrocarburos e incluyen cogeneración y autoprodutores.

El diesel utilizado en la generación eléctrica se redujo de 6.7 millones de barriles en 1998 a 3.1 millones en 1999, con lo cual su participación en el consumo total de hidrocarburos destinados a la producción de electricidad bajó de 37.2% a 24.2%. Esto se debió a que la mayor disponibilidad de agua permitió desplazar la mayor parte de la producción de electricidad con turbinas de gas, especialmente en Panamá, Honduras y Costa Rica. La única excepción fue Guatemala, donde aumentó la capacidad instalada y la generación de este tipo de centrales. En contraste, el consumo de *fuel oil* para el mismo fin sólo disminuyó 15%, pasando de 11.3 millones de barriles en 1998 a 9.6 millones al año siguiente; la reducción más drástica se presentó en El Salvador (-30%) y la menor en Nicaragua (-1%). En 1998, 21.7% del diesel y 63.7% del combustible pesado consumidos en los seis países de la región se destinaban a la generación de electricidad, en tanto que en 1999 estas proporciones se redujeron a 10.5% y 59.5%, respectivamente.

## 2. La refinación y el almacenamiento

El volumen de petróleo procesado en las refinerías de la región aumentó 4% en 1999, alcanzando un total de 102 600 barriles diarios. En El Salvador se presentó el mayor incremento (11.2%) y se llegó a refinar una cantidad récord de 20 000 barriles por día calendario; es de destacar el alto rendimiento de *fuel oil* (alrededor de 50% durante los últimos dos años) obtenido al dejar de adquirir crudo reconstituido luego de la desaparición (en junio de 1996) del arancel diferenciado entre el petróleo (5%) y la gasolina (10%). Con esto, la refinería salvadoreña se transformó en exportadora de combustible pesado, especialmente con destino al mercado guatemalteco, para mantener un alto factor de utilización. Esta nueva orientación contrasta fuertemente con lo ocurrido en años anteriores, cuando importaba una fracción muy grande de crudos reconstituidos que le permitieron beneficiarse de producir mayores proporciones de gasolina a partir de insumos con bajo arancel, así como un rendimiento bajo de residuales (aproximadamente 29%) para satisfacer exclusivamente el mercado interno, manteniendo un elevado grado de utilización de su planta.

En Guatemala la actividad de la refinería se incrementó 7.8% en 1999, llegando también a una cifra récord de 16 700 de barriles diarios, debido principalmente a un aumento en la producción de *fuel oil* de 0.4 millones de barriles que permitió reducir las importaciones de este combustible. El crudo procesado en la refinería de Panamá llegó a su nivel más alto de la década de los noventa, luego de un alza de 4.6% resultante de una disminución del consumo nacional de combustibles (originado por la drástica reducción de la generación termoeléctrica) combinado con el auge de las exportaciones y la disminución de casi 50% en las importaciones. Únicamente en Nicaragua se tuvo una disminución en el volumen de petróleo procesado (-3%), sin cambio notable en la estructura por producto ni en la cantidad de derivados importados, debido a que el consumo total se mantuvo prácticamente igual a la del año anterior, luego de que el aumento en el consumo quedó compensado por el menor requerimiento de combustibles en la producción de electricidad.

Debido a la ejecución de su proyecto de modernización, la refinería de Costa Rica continuó durante 1999 con el cierre temporal de operaciones iniciado el 22 de febrero de 1998. Este proyecto consta de dos etapas, la primera de las cuales se divide en dos fases. La fase I, con un costo total de 53 millones de dólares, terminará con las pruebas de arranque en septiembre de 2000. Sus principales características son: a) aumentar en dos tercios la capacidad de destilación, a fin de procesar hasta 25 000 barriles diarios de petróleo crudo; b) mejorar el factor de utilización de la unidad viscorreductora, con lo que su capacidad pasaría de 5 100 a 6 500 barriles diarios, y c) modificar la unidad de craqueo térmico. Técnicamente, se mantiene en todos sus alcances el plan de construcción de la fase II, que contempla, entre otras, aumentar la capacidad de refinación a 50 000 barriles diarios, instalar una unidad de reformado catalítico para mejorar el octanaje de la nafta pesada, así como una planta de hidrotreamiento de diesel para alcanzar la especificación de 0.05% en peso de azufre en el combustible. Esta segunda fase tendría un costo de 120 millones de dólares y debería entrar en operación en el año 2003; actualmente se estudian las formas posibles de financiamiento. Otro de los proyectos prioritarios para la Refinería Costarricense de Petróleo (Recope) es la ampliación del poliducto, desde Moín hasta La Garita, mediante dos tuberías de 12 pulgadas de diámetro paralelas al ducto actual. La Contraloría de la República ha dado el aval para entregar esta obra en concesión a manos privadas por un costo de 55 millones de dólares; se espera tener listo el cartel de licitación a fines del 2000. Además, en una primera etapa de modernización del poliducto se instalaron 13 kilómetros de tubería en cada salida de las estaciones de bombeo del Atlántico; en una segunda etapa se colocarían 30 kilómetros más financiados con recursos propios.

La capacidad actual de almacenamiento primario <sup>4</sup> en la región, sin considerar la ubicada en el área del Canal de Panamá destinada principalmente al mercado de exportación, es de 4, 0.4, 2.8, 1, 4 y 3.2 millones de barriles para crudo, GLP, gasolinas, kerosinas, diesel y *fuel oil*, respectivamente. Respecto de la situación en la década de los ochenta y principios de los noventa, la relación entre la capacidad de almacenamiento y los niveles de consumo ha mejorado, no obstante el alto crecimiento del consumo, en especial gracias a las inversiones realizadas por los nuevos agentes presentes en el mercado. En 1999 aumentó la capacidad de almacenamiento en Guatemala y El Salvador. En el primero, después de la entrada de Copensa con 260 000 barriles en 1998, la empresa Liquisa construyó en Santo Tomás una terminal para gasolina y diesel con capacidad total de 130 000 barriles, en tanto que en el segundo país la empresa Puma inició operaciones de una terminal con capacidad de 110 000 barriles de diesel en Acajutla. Así, la infraestructura de que dispone el Istmo Centroamericano para almacenamiento del diesel, el producto más demandado, equivale a 50 días de consumo, mientras que en los países la relación más baja es de 41 días (Honduras). En el caso de la gasolina, los equivalentes más bajos son de 48 y 42 días en El Salvador y Guatemala, respectivamente.

---

<sup>4</sup> El almacenamiento primario se refiere al ubicado en refinerías, terminales marítimas, instalaciones conectadas por ductos e instalaciones de recepción primaria de las importaciones terrestres.



## II. IMPORTACIONES TOTALES Y PRECIOS

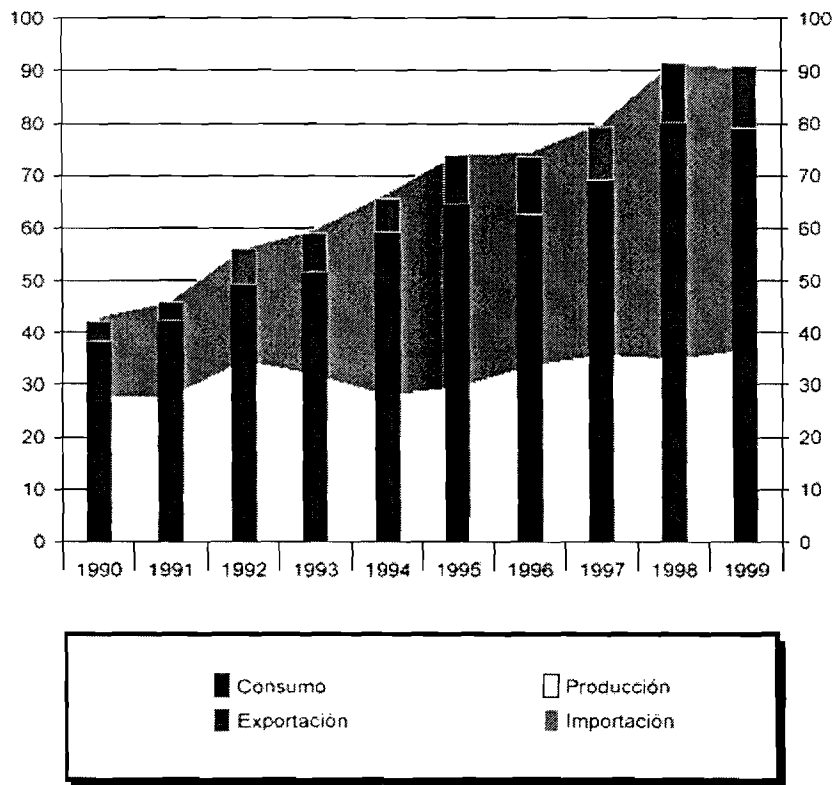
### 1. Volumen, valor y estructura de las importaciones

En 1999 las importaciones de hidrocarburos de los países del Istmo Centroamericano ascendieron a 90.9 millones de barriles, o 249 100 barriles por día, lo que arroja una disminución de 1.3% con respecto a 1998. Del volumen total importado, 59.5% correspondió a derivados del petróleo, 34.3% a crudos naturales y 6.2% a crudos reconstituídos, mientras que en 1998 las proporciones habían sido de 61.6%, 31.8% y 6.6%, respectivamente. Únicamente Guatemala sigue siendo importador de petróleo reconstituído. La importación de productos refinados ha sido mayor que la de petróleo desde 1994. (Véase en el gráfico 2 el balance de derivados.)

Gráfico 2

#### ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Millones de barriles)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Del total de derivados importados en los países de la región durante 1999 (54.1 millones de barriles), 35.6% correspondió al diesel, 19% al *fuel oil*, 18.3% a la gasolina premium, 9.3% a la gasolina regular, 10.7% al gas licuado y el restante 7.1% a kerosinas y otros productos. Con respecto al año anterior destaca una reducción de 3.5 puntos porcentuales en la participación del diesel debido a la drástica reducción del uso de las turbinas de gas en la generación de electricidad, así como un aumento de 1.4 puntos en cada una de las gasolinas y el gas licuado. Mientras que en años anteriores la importación de gasolina regular era mucho mayor que la de gasolina premium, a partir de 1996 esta última ha sido de al menos el doble que la primera.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1999 fue de 1 863 millones de dólares (cif). Aunque esta cifra fue 20.1% superior a la del año precedente, se mantuvo prácticamente igual a la factura de 1997 y cercana a la de 1996. En efecto, como de 1998 a 1999 el volumen total importado apenas si se redujo debido a los menores requerimientos de combustible para generación eléctrica, la factura presentó un incremento porcentual muy similar al aumento en el precio promedio pagado por los hidrocarburos. Por otra parte, mientras que la cantidad importada de petróleo y derivados en 1999 fue 12.9% mayor que la de 1997, los precios promedio estuvieron suficientemente por abajo como para compensar casi en su totalidad el aumento en el volumen (véase el cuadro 3).

Cuadro 3

## ISTMO CENTROAMERICANO: VALOR Y VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

	Valor total cif (millones de dólares)	Volumen (millones de barriles)	Valor unitario (dólares por barril)	Importaciones hidrocarburos/ exportaciones totales (%)
1990	1 107	43.2	25.64	10.7
1991	1 103	47.0	23.44	9.6
1992	1 249	57.7	21.63	9.2
1993	1 212	60.8	19.93	8.1
*1994	1 341	68.1	19.70	7.9
1995	1 563	74.6	20.94	8.1
1996	1 830	75.2	24.35	9.3
1997	1 851	80.5	23.00	8.2
1998	1 551	92.1	16.84	6.3
1999	1 863	90.9	20.49	7.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

En 1998 el peso de las importaciones de hidrocarburos con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó en todos los países, gracias al mejoramiento de la actividad externa de las economías de la región y a la reducción de precios del petróleo. Sin embargo, en 1999 esta relación se elevó a 7.6% (frente a 6.3% del año anterior, la más baja de la década) debido a que el agregado de las exportaciones de bienes y servicios de los países de la

región sólo aumentó 0.5% en un ambiente de precios al alza de los hidrocarburos (véase nuevamente el cuadro 3). Aunque el índice mencionado se incrementó en todos los países, su grado fue muy diferente en cada caso, según el comportamiento del sector externo de la economía y, en menor medida, del volumen de hidrocarburos importado. El efecto fue bajo en Costa Rica y El Salvador y alto en el resto. En el último año, la proporción de la factura petrolera fue de 3.7% en Costa Rica (298 millones de dólares en valores absolutos), 10.3% en El Salvador (319 millones), 13.6% en Guatemala (467 millones), 10.7% en Honduras (224 millones), 18.8% en Nicaragua (158 millones) y 5.5% en Panamá (377 millones).

Si se consideran los productos contenidos en el petróleo reconstituido, la participación de los derivados del petróleo disminuyó de 63.5% en 1998 a 61.8% en 1999, debido a que en El Salvador, Panamá y Guatemala aumentó la actividad de las refinerías, mientras que el consumo se redujo o, en el caso del último país, creció sólo ligeramente. Es de notar que desde 1997 cayó la participación de los derivados en Nicaragua, ya que la mayor capacidad de proceso de su refinería permitió abandonar la importación de *fuel oil* y crudos reconstituidos. La relación de importación de crudo frente a la de derivados del petróleo presenta diferencias significativas entre países. Panamá, por la sobrecapacidad de su refinería y por la exportación masiva de productos pesados, adquiere la menor cantidad relativa de derivados (a excepción de los años 1994 y 1995 a causa de los daños de un incendio en la refinería). En contraste, Guatemala posee una capacidad de refinación de productos livianos y medianos inferior al elevado consumo interno, en tanto que Honduras cerró su refinería de manera definitiva y Costa Rica temporalmente (véase el cuadro 4).

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN LAS IMPORTACIONES TOTALES DE HIDROCARBUROS

(Porcentajes)

	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	43.3	59.2	39.2	71.0	49.6	20.8	12.4
1995	65.7	59.6	63.2	71.0	100.0	66.4	49.9
1996	59.9	62.7	59.4	76.6	100.0	59.4	25.9
1997	59.4	62.5	67.3	80.7	100.0	24.6	27.1
1998	63.5	81.1	64.1	90.1	100.0	24.7	28.0
1999	61.8	100.0	56.1	79.5	100.0	25.4	16.2

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.

## 2. 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 y Ecuador y el descenso drástico de México. Posteriormente, desde 1992 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 83.1% en 1996 y a poco más de 80% en los tres años siguientes (véase el gráfico 3).

Venezuela <sup>5</sup> continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano. Durante 1999 suministró a la región 41.5 millones de barriles (2.5 millones más que el año anterior), con una participación en el mercado (45.6%) superior a la del año anterior (42.3%). De 1998 a 1999 disminuyeron las participaciones de los Estados Unidos (de 17.2% a 11.3%) y Colombia (de 3.4% a 2.2%), mientras que se elevaron las de Ecuador (de 16.5% a 18.2%), Trinidad y Tabago (de 4.6% a 7.4%) y México (de 4.1% a 5.3%).

Si sólo se toma en cuenta el crudo, sin los derivados del petróleo reconstituido, se observa que la participación de México sufrió una caída vertiginosa de casi 45% en 1988 a sólo 2% en 1996; sin embargo, en los tres años posteriores este país se mantuvo con una participación de alrededor de 8% (aproximadamente 2.7 millones de barriles). Desde 1994 las escasas exportaciones de crudo mexicano al Istmo Centroamericano se habían limitado casi exclusivamente a Costa Rica; en contraste, durante 1997 los destinatarios fueron Nicaragua, Panamá y El Salvador, mientras que en 1998 y 1999 sólo figuran los últimos dos países. Por otra parte, de 1998 a 1999 las exportaciones de petróleo venezolano a la región se redujeron de 14.5 a 14.1 millones de barriles (38 700 barriles por día), lo que implicó una disminución de su participación en el mercado de 44.2% a 40.6%, mientras que las del ecuatoriano se elevaron de 12 y 12.8 millones de barriles, con lo que su participación aumentó de 36.4% y 40.6%. Destaca la entrada de Trinidad y Tabago como abastecedor de crudo en Panamá con un volumen de 2.4 millones de barriles en 1999 que representó el 7% de las compras regionales de petróleo. En los años recientes, el mercado centroamericano para el crudo ecuatoriano ha estado constituido por El Salvador y, sobre todo, Panamá. Ahora bien, en 1999 Ecuador fue la principal fuente de suministro de petróleo para El Salvador (59%) y Panamá (55%), en tanto que Venezuela lo fue para Guatemala (100%, igual que años anteriores) y Nicaragua (94%).

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

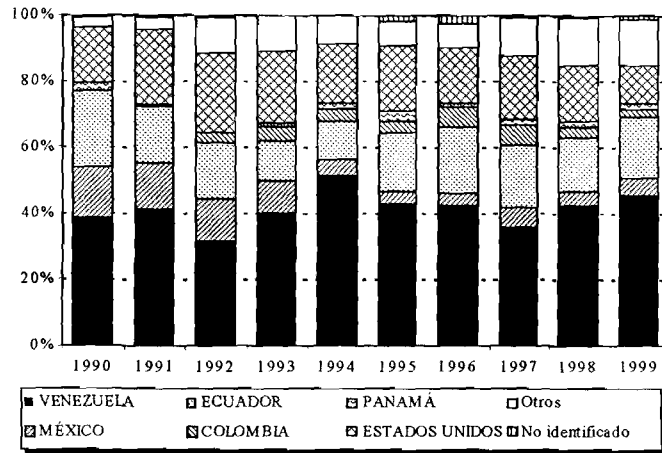
---

<sup>5</sup> Los productos limpios provenientes de Curazao se consideran suministros venezolanos desde 1987, en razón de que la Refinería Isla fue arrendada durante 20 años por Petróleos de Venezuela (PDVSA).

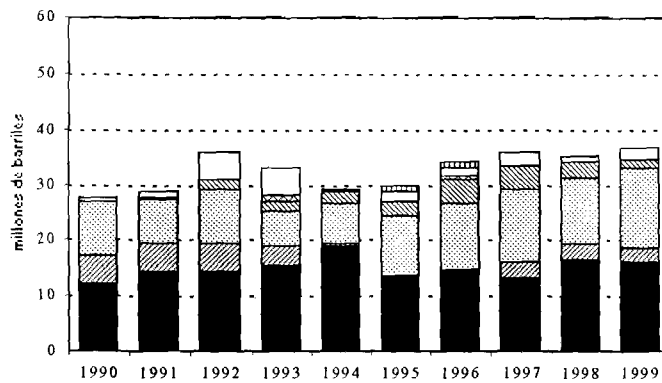
Gráfico 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

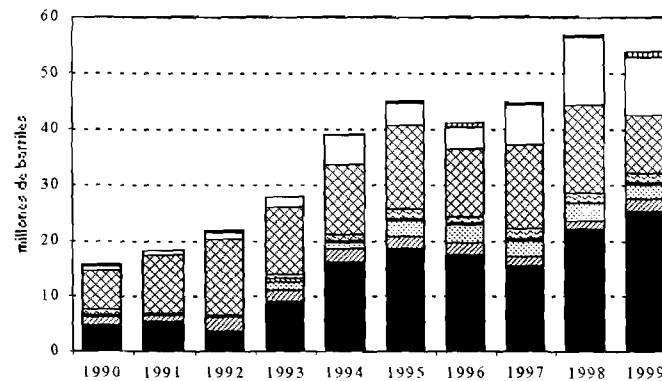
Hidrocarburos totales



Crudo y reconstituido



Derivados



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Estados Unidos.<sup>6</sup> La importación total de derivados disminuyó de 59.2 millones de barriles en 1998 a 56.2 millones en 1999. En este período la participación de Venezuela se incrementó de 41.5% a 48.7% y la de los Estados Unidos se redujo de 26.7% a 18.3%, debido principalmente a cambios en las fuentes de abastecimiento de Costa Rica y El Salvador. Cabe mencionar que en los dos últimos años Trinidad y Tabago tuvo mercado en los seis países de la región (especialmente en Guatemala) y llegó a ocupar el tercer lugar en el suministro, con una participación que evolucionó de 0.6% en 1995 a 6.5% en 1998 y 7.6% en 1999. En este último año, Venezuela abasteció dos tercios de las importaciones de derivados de Costa Rica, poco más de la mitad de El Salvador y Honduras, un tercio de Guatemala y Nicaragua y cerca de la quinta parte de Panamá; por su parte, los Estados Unidos suministraron el 48% de los derivados importados por el último país mencionado, el 26% en Honduras, el 13% en Costa Rica y proporciones menores en el resto.

### 3. Los precios de importación y al consumidor

Existen variaciones considerables entre los precios pagados por los países de la región, así como entre los valores de flete para los mismos tipos de crudo o derivados recibidos de las mismas fuentes durante cada período. Evidentemente, en cierto grado estas diferencias 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 los fletes depende de la distancia 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, ya comentados en documentos anteriores.

En cuanto a los derivados del petróleo, continúa destacando Costa Rica, cuya empresa estatal realiza compras a precios muy atractivos. Tomando como ejemplo el diesel —el producto de mayor importación—, en 1998 y 1999 este país pagó un precio cif 3 dólares por barril por debajo del promedio ponderado de los otros cinco países del Istmo Centroamericano. Aproximadamente un tercio de esta cifra se debe a la diferencia en el costo de los fletes; sin embargo, los restantes dos tercios son indicativos de la eficiencia en las compras costarricenses.<sup>7</sup> (Véase el gráfico 4.)

---

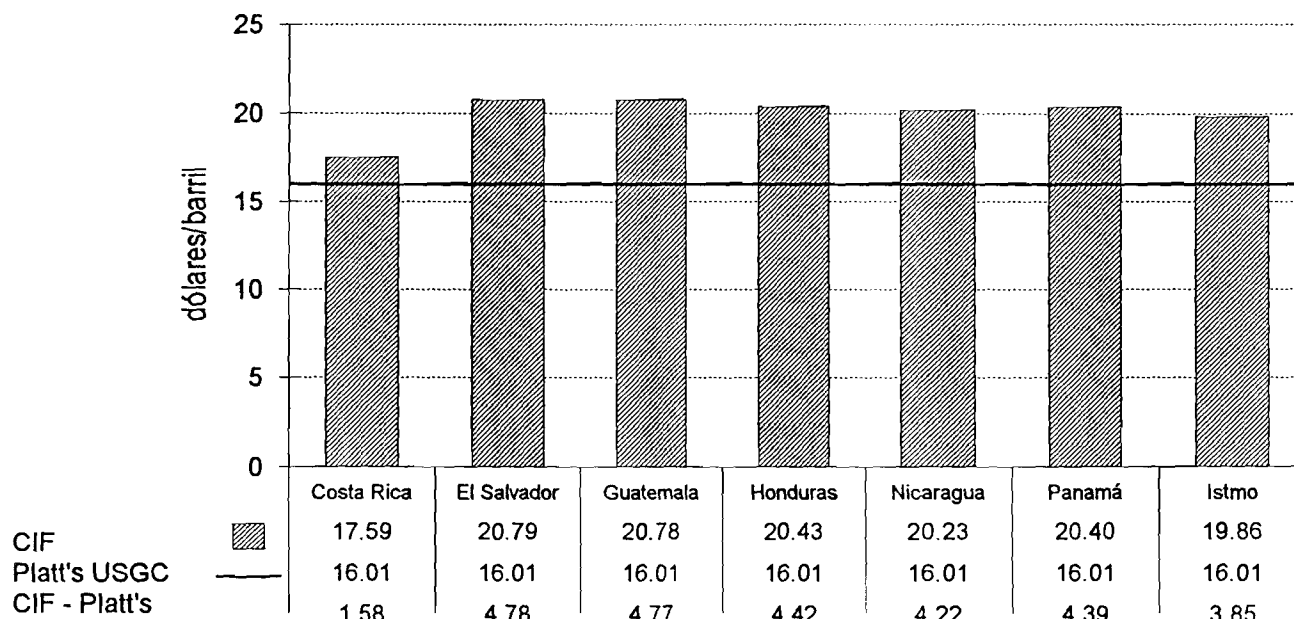
<sup>6</sup> El papel de Venezuela como gran abastecedor de derivados al Istmo Centroamericano durante los últimos años tiene relación con el incremento, en volumen y proporción, de la producción de refinados livianos. En esto influyeron las fuertes inversiones en unidades de desintegración catalítica; 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 Curazao.

<sup>7</sup> Si sólo se toma en cuenta la fracción de compras realizadas en términos fob (el 82% a nivel regional), en 1998 Costa Rica pagó un precio 12.9% (2.40 dólares por barril) menor que el promedio de los restantes cinco países y apenas 1.6% (0.25 dólares por barril) mayor que el precio Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

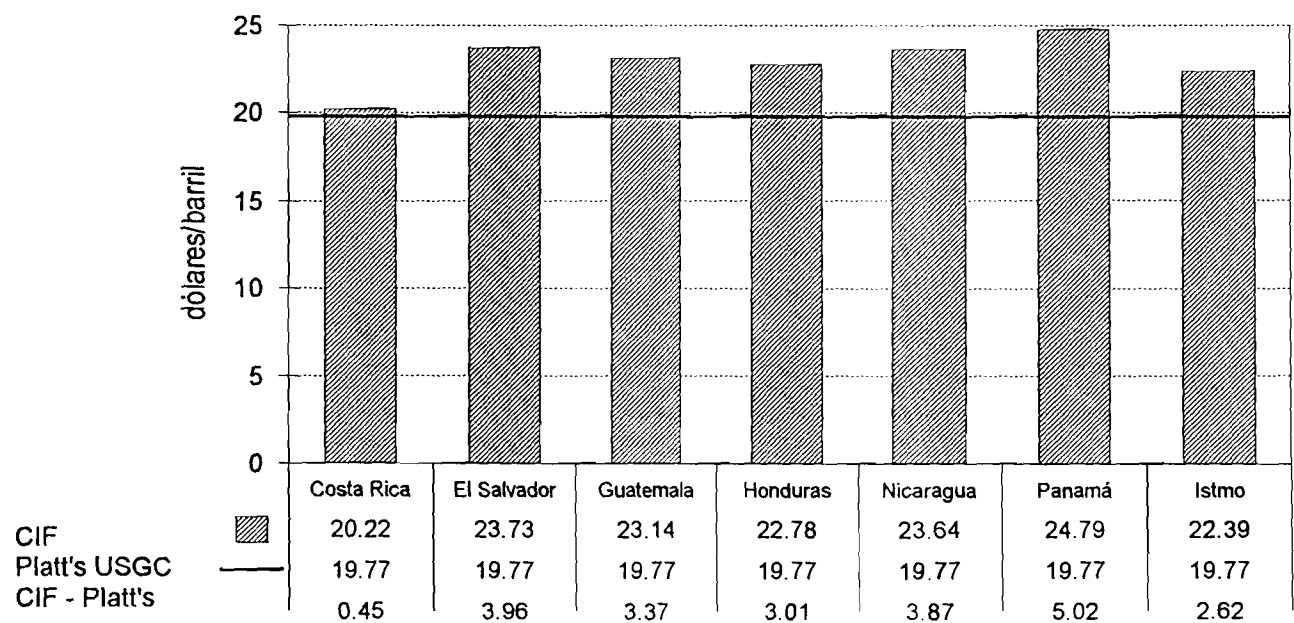
Gráfico 4

## ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS CIF DEL DIESEL IMPORTADO

1998



1999



Durante los primeros años de la década de los noventa, los precios de los derivados del petróleo en los mercados internacionales habían mostrado una tendencia hacia la baja. En 1995, y especialmente en 1996, se elevaron los precios promedio anuales. Sin embargo, en 1997 se inició un nuevo período decreciente que se agudizó en 1998. Posteriormente, a lo largo de 1999 se presentó la tendencia al alza más pronunciada ocurrida para un período de 12 meses durante las últimas dos décadas, a partir de niveles de precios extraordinariamente bajos en el mes de enero. Con relación al total de petróleo y derivados adquiridos en la región, durante 1999 se pagó un precio cif promedio de 20.49 dólares por barril, 3.65 dólares (21.7%) más que en 1998 y 2.51 dólares (10.9%) menos que en 1997 (véase nuevamente el cuadro 3).

Entre 1991 y 1995 se apreciaron 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 40% en el primer año citado a 66% en el segundo. Posteriormente se invirtió la tendencia, y la relación antes mencionada descendió 62% en 1996, 61% en 1997 y 58% en 1998. Sin embargo, en 1999 el combustible pesado de alto azufre se apreció notablemente con respecto a todos los combustibles, inclusive frente al *fuel oil* de 1% de azufre, por lo cual la proporción se incrementó a 68%.

Por otra parte, existen amplias diferencias entre países con respecto a los precios de venta de los combustibles al consumidor final, debido a que los costos cif de importación, los márgenes en la cadena de abastecimiento y los regímenes fiscales son también diferentes. En 1999 los precios promedio más altos, en ciudad capital, se presentaron en Honduras y Nicaragua para la gasolina premium (1.97 y 1.94 dólares por galón) y en este último país en el caso del diesel (1.48 dólares), mientras que los más bajos ocurrieron en Costa Rica para el primer producto (1.69 dólares) y en El Salvador para el segundo (1.07 dólares). (Véase el cuadro 5.)

Cuadro 5

## ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS INTERNOS DEL DIESEL Y DE LA GASOLINA PREMIUM

(Dólares por galón)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	USGC
	Diesel						
1996	1.08	1.17	1.32	1.23	1.20	1.30	0.582
1997	1.21	1.13	1.41	1.27	1.30	1.26	0.536
1998	1.05	0.97	1.20	1.16	1.35	1.10	0.381
1999	1.20	1.07	1.13	1.26	1.48	1.14	0.471
	Gasolina premium						
1996	1.61	1.99	1.66	1.66	2.52	1.83	0.634
1997	1.79	1.98	1.77	1.92	2.38	1.84	0.622
1998	1.53	1.57	1.70	1.86	1.89	1.64	0.455
1999	1.69	1.75	1.64	1.97	1.94	1.67	0.564

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Precios promedio en ciudad capital.



### III. ENTORNO INTERNACIONAL DEL SUMINISTRO PETROLERO A LA REGIÓN

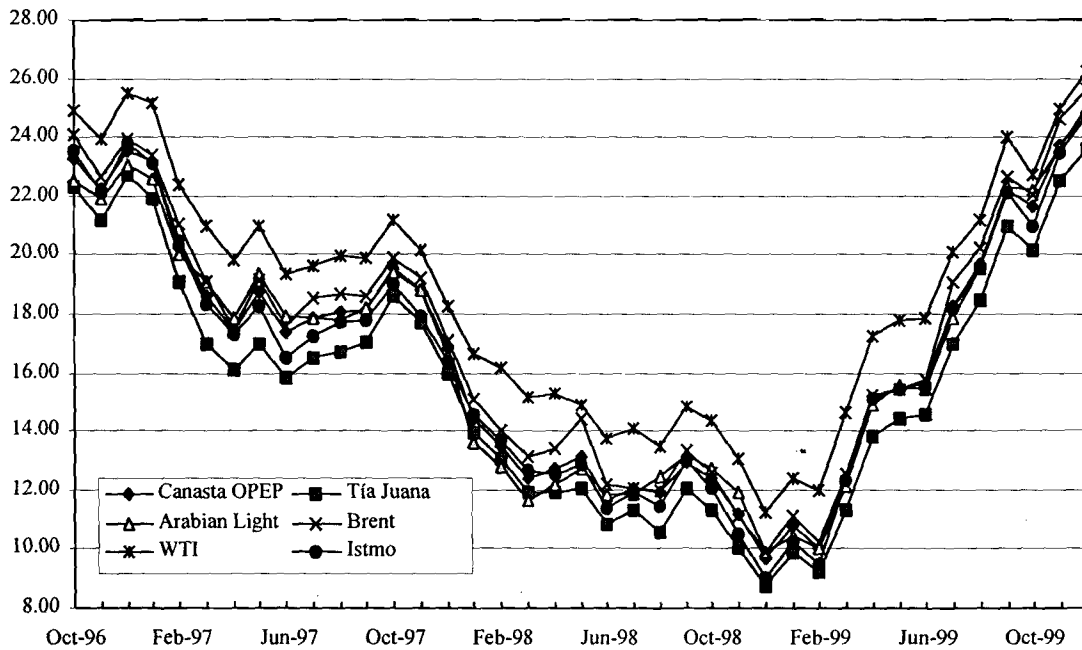
#### 1. Evolución de los precios internacionales

En 1999 los precios del petróleo recuperaron en forma espectacular el terreno que perdieron durante los dos años precedentes (véase el gráfico 5). El alza se observó durante todo el año, con excepción de los meses de febrero y octubre. En términos nominales los precios superaron el nivel alcanzado en diciembre de 1995, que había sido el más importante después del fin de la Guerra del Golfo.

Gráfico 5

#### EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO

(Dólares por barril)



En diciembre la canasta de crudos de la OPEP se cotizó, en promedio, en 24.8 dólares por barril, es decir, 156% por encima del precio alcanzado 12 meses antes, cuando se situó en 9.7 dólares por barril (véase el cuadro 6). Algunos analistas no dudan en calificar esa escalada como un nuevo choque petrolero, ya que un incremento de esa amplitud no se observaba desde 1974, cuando el precio pasó de 3 a 11 dólares por barril.

El precio anual promedio de la canasta de crudos de la OPEP recuperó 5.2 dólares al pasar de 12.3 a 17.5 dólares por barril, lo cual significa un incremento del 42.3%. La recuperación de los precios de los principales crudos marcadores fue similar, entre 40% y 43%, con excepción del crudo West Texas Intermediate (WTI), que sólo se revaluó en 34.4%, pero fue el que menos disminuyó su valor cuando el mercado estaba orientado a la baja.

De esa manera cristalizaron los esfuerzos emprendidos un año antes por los principales países productores, encabezados por Arabia Saudita, México y Venezuela, para recortar la producción y detener el desplome de los precios. Los recortes convenidos a partir del 1 de julio de 1998 alcanzaron 3.1 millones de barriles diarios, equivalentes a 4% de la oferta global de crudo.

Cuadro 6  
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE CRUDOS MARCADORES  
(Dólares por barril)

	1998			1999						
	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Canasta OPEP	12.41	11.19	9.69	10.74	10.02	12.27	15.00	15.48	15.61	18.28
Tía Juana (32.4°)	11.33	10.03	8.74	9.89	9.22	11.32	13.82	14.44	14.54	16.97
Arabian Light (34.2°)	12.72	11.92	9.90	10.43	10.05	12.11	14.92	15.60	15.41	17.85
Brent (38°)	12.58	11.08	9.90	11.08	10.25	12.51	15.24	15.41	15.76	19.10
WTI (40°)	14.36	13.10	11.26	12.41	11.96	14.64	17.25	17.83	17.87	20.08
Istmo (32.8°)	12.06	10.49	9.01	10.21	9.51	12.30	15.10	15.40	15.48	18.23
	1999						1998	1999	1999- 1998 a/	1999- 1998 b/
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre				
Canasta OPEP	18.28	19.66	22.17	21.67	23.75	24.77	12.28	17.47	5.19	42.3
Tía Juana (32.4°)	16.97	18.45	20.95	20.16	22.50	23.61	11.44	16.31	4.87	42.6
Arabian Lighth (34.2°)	17.85	19.58	22.35	22.18	23.66	25.04	12.20	17.45	5.25	43.0
Brent (38°)	19.10	20.24	22.66	22.04	24.62	25.63	12.71	17.91	5.20	40.9
WTI (40°)	20.08	21.20	24.04	22.73	24.99	26.21	14.36	19.30	4.94	34.4
Istmo (32.8°)	18.23	19.58	22.10	20.96	23.45	24.79	12.08	17.29	5.21	43.1

Fuente: *OPEC Bulletin*, varios números.

Nota: La densidad de los crudos está referida al sistema API.

a/ Absoluta.

b/ Porcentual.

Durante 1999 continuó la acción concertada para contraer la oferta. El 23 de marzo la OPEP ratificó un ajuste adicional por 1.7 millones de barriles diarios, el cual fue convenido con los países no miembros de esa organización en una reunión celebrada en La Haya en los primeros días de ese mes. El compromiso de México, Noruega, Rusia y Omán fue una reducción de 0.4 millones de barriles diarios. De esa manera, el recorte en el mercado mundial alcanzó 5.2 millones de barriles, a partir del 1 de abril, equivalente al 7% de la oferta del primer trimestre.

Cabe destacar el elevado grado de cumplimiento de las cuotas de producción por parte de los países que entraron en el acuerdo. Durante la reunión de ministros de la OPEP, que tuvo lugar el 23 de septiembre, se convino en mantener los recortes puestos en marcha en abril.

En total, la oferta anual promedió 73.8 millones de barriles en 1999, es decir, 1.2 millones de barriles menos que un año antes, lo cual significa una reducción de 1.6%. Esa contracción de la oferta fue un poderoso incentivo para la recuperación de precios. Sin embargo, no fue el único. El otro elemento clave fue la reactivación de la demanda (véase el cuadro 7).

Cuadro 7  
EVOLUCIÓN DEL MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO

(Millones de barriles por día)

	1995	1996	1997	1998	1999	1999				1999/1998 (MMb)	1999/1998 (%)
						1T	2T	3T	4T		
Demanda	69.7	71.3	73.2	73.5	74.6	75.7	72.5	73.9	76.2	1.1	1.5
OCDE	44.9	46.0	46.7	46.9	47.6	48.8	45.7	46.9	49.0	0.7	1.5
Resto del mundo	24.8	25.3	26.5	26.6	27.0	26.9	26.8	27.0	27.2	0.4	1.5
Oferta	69.8	72.0	74.6	75.0	73.8	74.8	72.8	73.5	74.0	-1.2	-1.6
OPEP	25.0	25.7	27.2	27.8	26.5	27.6	26.1	26.4	26.0	-1.3	-4.7
Otros a/	44.7	46.3	47.4	47.3	47.3	47.3	46.7	47.2	48.0	0.0	0.0
Diferencia b/	0.1	0.7	1.4	1.6	-0.8	-0.9	0.3	-0.4	-2.2	-2.4	137.5
Inventarios de la OCDE (MMb) c/	5 605	5 516	5 543	5 692	5 880	5 880	5 862	5 830	5 823	188	3.3

Fuente: *OPEC Bulletin*, varios números.

Nota: OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.

MMb: Millones de barriles.

a/ Incluye gas natural licuado (GNL) de la OPEP.

b/ Cambios en almacenamiento y destino no identificado.

c/ Inventarios iniciales fuera de países con economía en transición.

En efecto, un crecimiento anual promedio de 1.5% impulsó la demanda mundial de crudo, hasta alcanzar 74.6 millones de barriles, lo cual significó un aumento neto de 1.1 millones de barriles diarios con respecto a su valor de 1998.<sup>8</sup> Y aunque entre el primero y el segundo trimestres se redujo 4.2%, en el período siguiente se aceleró notablemente, especialmente de octubre a diciembre, cuando se requirieron 2.3 millones de barriles más que de julio a septiembre.

Los movimientos más importantes de contracción y expansión de la demanda se observaron en la OCDE; en el resto del mundo fueron menos notorios. La demanda del sudeste

<sup>8</sup> La Agencia Internacional de Energía reporta que la demanda mundial promedió 75.5 millones de barriles diarios, monto superior en 1.3 millones de barriles diarios al registrado en 1998. En porcentaje, significa un aumento del 1.7%. En cuanto a la producción, indica un volumen de 74 millones de barriles diarios, lo cual significa 1.5 millones de barriles diarios menos que la registrada en 1998 (75.5 millones de barriles diarios).

asiático comenzó a recobrase después de la fuerte recesión de 1997-1998, pero la de América Latina fue muy débil debido al pobre desempeño económico.

Otro factor que contribuyó al fortalecimiento de los precios fue la baja de los inventarios, que pasaron de 5 880 millones de barriles en el primer trimestre a 5 825 millones en el cuarto trimestre. En el mercado de futuros predominó una estructura de precios de mercado inverso (*backwardation*), la cual inhibe la acumulación de inventarios.

El alza de los precios durante el año, y las expectativas de cotizaciones elevadas para los siguientes, comenzaron a reanimar a una industria petrolera semiparalizada, luego de dos años de estrictas restricciones presupuestarias y programas de fuerte reducción de costos. Los primeros meses del año todavía transcurrieron en un ambiente de pesimismo. Los resultados de las compañías petroleras cayeron estrepitosamente durante el primer trimestre de 1999, con respecto al mismo período de 1998: Texaco -60%, Exxon -40%, Chevron -35% y Mobil -28%.

Sin embargo, el pesimismo se fue desvaneciendo hasta tornarse en franco optimismo. Los efectos del alza de precios repercutieron rápidamente en los resultados de las compañías, especialmente durante el tercer trimestre: Shell +165%, Texaco +117%, BP-Amoco +72%, Mobil +42% y Chevron +26%. Con un horizonte de precios elevados, al menos para los próximos años, se espera la reactivación de los programas de inversión en exploración y producción, y de ahí una mejoría en los resultados del sector de servicios petroleros.

Cabe destacar que la recuperación de los precios del crudo no benefició a los refinadores, ya que no se tradujo en un alza de la misma magnitud en las cotizaciones de los productos derivados. Los márgenes de refinación persistentemente bajos llevaron a los refinadores a bajar el ritmo de sus operaciones y reducir inventarios tanto de crudo como de productos. En suma, 1999 fue un año difícil en todo el mundo.

Finalmente hay que señalar que el tremendo aumento de precios observado durante el año pasó casi desapercibido para las economías industrializadas, pues ahora son menos vulnerables a los choques petroleros que en 1974 y 1979. En la actualidad basan su crecimiento en actividades menos sensibles que la industria pesada a los precios de la energía.

## 2. Situación de los principales países abastecedores

### a) Venezuela <sup>9</sup>

Las reservas de crudo en este país se incrementaron en 754 millones de barriles, con un total de 76 862 millones de barriles. La capacidad de producción, sin incluir las asociaciones de la Faja del Orinoco, se situó en 3.56 millones de barriles diarios, de los cuales el 86% está bajo la gestión directa de Petróleos de Venezuela (PDVSA); el resto proviene de los convenios con el

---

<sup>9</sup> La información proviene de PDVSA, "Informe de la Asamblea", marzo de 2000; <http://www.pdvsa.com>. Véase el boletín *Contact*, también disponible en el portal de la empresa.

sector privado para la reactivación de campos. Las reservas de gas se ubicaron en 146.8 terapiés cúbicos.

Por su parte, la empresa Bitor exportó 4 885 000 toneladas de orimulsión, 38% más que en 1998. La comercialización estuvo orientada hacia la consolidación de los mercados existentes y la penetración de nuevos mercados en la República de Corea del Sur, Filipinas, China, Irlanda del Norte, Singapur y la provincia china de Taiwán.

Las exportaciones de crudo y productos refinados alcanzaron 1 924 000 barriles diarios y 828 000 barriles diarios, respectivamente. Como parte de la estrategia comercial de diversificación de clientes y penetración de mercados, se incrementaron las ventas a América Latina y el Caribe en 75 000 barriles diarios. El esfuerzo de exportación se concentró principalmente en Costa Rica, Puerto Rico, la República Dominicana, Trinidad y Tabago y Uruguay. Con la finalidad de consolidar las actividades complementarias de comercio, en noviembre se creó la filial PDVSA Trading, la cual comenzó a operar en Houston, Texas.

Las refinerías en suelo venezolano procesaron 1 049 000 barriles diarios, en tanto que la refinería que PDVSA arrienda en Curazao trató 208 000 barriles diarios. El consumo interno de derivados del petróleo alcanzó 332 000 barriles diarios.<sup>10</sup> Con la finalidad de reducir costos se cerraron dos refinerías: Chalmette y Hovensa. Esta última procesaba 182 000 barriles diarios, en asociación con Amerada Hess; ahora funciona como terminal de productos para la exportación al resto de Latinoamérica.

En el tema de gas natural, se logró un acuerdo preliminar con Enron para la firma de una serie de contratos requeridos para la instalación de una planta de licuefacción de gas metano en el área de José, estado Anzoátegui, que permitirá exportar 350 millones de pies cúbicos diarios a los mercados del Caribe y los Estados Unidos. Un estudio de factibilidad concluyó la viabilidad técnica y económica de la instalación de una planta de conversión de gas natural a líquido en esa misma zona, con una capacidad de 15 000 barriles diarios.

## b) México<sup>11</sup>

Desde 1996 se han venido evaluando las reservas probadas de petróleo y gas natural, con base en criterios internacionales, teniendo como resultado descensos del 40% y 30%, respectivamente. Al finalizar el año 1999, las primeras se establecieron en 28 399 millones de barriles y las segundas en 43.2 terapiés cúbicos. En ese mismo año se produjo un promedio de 2.91 millones de barriles diarios, lo cual significó 5.3% menos que en 1998, en razón de las restricciones de exportación acordadas con otros países. La producción de gas se mantuvo sin cambios (4 791 millones de pies cúbicos diarios).

<sup>10</sup> El sistema de refinación de PDVSA en el extranjero alcanza 1 340 000 barriles diarios, y procesa 775 000 barriles diarios de crudos venezolanos; el volumen restante tiene procedencias diversas.

<sup>11</sup> La información proviene de los documentos de información general de Pemex: *Memoria de Labores, Informe Anual y Anuario Estadístico*. Ésta se ha complementado con el documento de prospectiva de gas natural elaborado por la Secretaría de Energía del Gobierno de México.

Las exportaciones de petróleo crudo ascendieron a 1.55 millones de barriles diarios. El 75.4% se envió a los Estados Unidos, el 10.2% a otros países de América Latina, y el resto a otras regiones. Para asegurar la venta de mayores volúmenes de petróleo maya se firmaron contratos de abastecimiento de largo plazo con refinadores de los Estados Unidos y del Caribe (Clark, Coastal Aruba, Exxon y Marathon Ashland).

Por otra parte, con el fin de cerrar la creciente brecha entre producción y consumo de productos refinados, déficit que fue cubierto con importaciones que alcanzaron 175 000 barriles por día en 1999, Pemex Refinación estructuró un programa de modernización de sus seis refinerías, para desarrollarse en el período 1997-2003. Gracias a ello se espera reducir sustancialmente las compras foráneas de gasolina, así como eliminar cantidades crecientes de combustóleo, el cual será reemplazado por gas natural. Sin embargo, no se prevén cambios en la capacidad de tratamiento de crudo, la cual se sitúa en 1 525 000 barriles diarios.

Entre diciembre de 1998 y enero de 1999 se observó una escasez de gas licuado asociada a una conjunción de factores desfavorables, tanto del lado de la oferta como de la demanda. A partir de esa situación, resuelta con un importante aumento de importaciones, el gobierno elaboró una iniciativa de reforma legal para permitir la libre importación del producto por parte de empresas extranjeras, aunque finalmente dejó la decisión al futuro gobierno.

#### c) Ecuador <sup>12</sup>

Las reservas de petróleo alcanzaron 4 029 millones de barriles, de las cuales Petroecuador concentra el 78% y las compañías privadas el restante 22%. La producción nacional se elevó a 373 400 barriles diarios, monto proveniente tanto de los yacimientos explotados por la compañía nacional (373 400 barriles diarios) como de las zonas donde operan las empresas privadas (125 970 barriles diarios). La capacidad de refinación alcanza 165 000 barriles diarios. Las instalaciones que se construyen en la refinería Esmeraldas permitirán elevar la capacidad de tratamiento de crudo de 98 000 a 110 000 barriles diarios. <sup>13</sup> La exportación de crudo y derivados alcanzó los 168 000 y 49 490 barriles diarios, respectivamente, en tanto que la importación de estos últimos alcanzó 17 797 barriles diarios.

#### d) Colombia <sup>14</sup>

La caída en las actividades de exploración petrolera y el incremento de la producción dieron como resultado un descenso de las reservas probadas de petróleo y gas natural; al finalizar el año totalizaron 22 289 millones de barriles y 6.64 terapiés cúbicos, respectivamente. El 75% de las reservas de crudo se localizan en campos bajo el sistema de asociación, el 23.8% en campos operados directamente por Ecopetrol y el restante 1.3% en concesiones. El 98.3% de las reservas

---

<sup>12</sup> Véase <http://www4ecua.net.ec/petroecuador>.

<sup>13</sup> La refinería La Libertad (46 000 barriles diarios) y el Complejo Industrial Shushufindi (21 000 barriles diarios) permanecen sin cambios.

<sup>14</sup> Véase: Ecopetrol, "Informe Anual", <http://www.ecopetrol.com.co>.

de gas comercial corresponden a operación asociada y sólo el 1.6% a operación directa de Ecopetrol.

La disminución del esfuerzo exploratorio registrada durante los primeros meses del año se debió a que las firmas revisaron sus estrategias, ante la nueva política orientada a atraer más inversión privada mediante mejores condiciones contractuales y fiscales.<sup>15</sup> La producción de crudo alcanzó la cifra récord de 816 000 barriles diarios, la mayor parte proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua. Alrededor de 695 000 barriles diarios se produjeron dentro del sistema de asociación; 103 000 barriles diarios de la operación directa de Ecopetrol, y 17 000 barriles diarios del sistema de concesiones. La producción de gas se contrajo hasta alcanzar 503 millones de pies cúbicos por día, lo cual significa 107 millones de pies cúbicos menos que en 1998, a falta de demanda, especialmente para el sector eléctrico, ya que las abundantes lluvias del período invernal, asociadas al fenómeno La Niña, favorecieron la generación hidráulica. Como resultado, la capacidad de producción de gas natural, que asciende a cerca de 800 millones de pies cúbicos por día, sólo se utilizó en 63%.

En refinación prosiguieron los programas de modernización tecnológica en las refinerías de Barranca Bermeja y Cartagena, que representan el 98% de la capacidad del país y que totalizan 284 800 barriles diarios. La capacidad restante se localiza en las minirefinerías de Apiay, Orito y Tibú. Esta última fue cerrada en agosto pues presentaba problemas estructurales de orden económico, financiero y comercial.

La producción de derivados de petróleo ascendió a 278 900 barriles diarios, de los cuales el 87% se destinó a cubrir la demanda interna. La exportación de productos alcanzó 31 400 barriles diarios, lo cual significa un aumento de 8 000 barriles diarios con respecto a 1998. La mayor disponibilidad de productos se explica por la contracción de la demanda interna, debida a la recesión económica y el recrudecimiento del conflicto civil, así como la entrada ilegal de combustibles.

#### e) **Estados Unidos**<sup>16</sup>

Desde 1990 las reservas probadas de petróleo en los Estados Unidos han declinado en aproximadamente 20%; al finalizar 1999 se establecieron en 21 000 millones de barriles. La producción de líquidos (crudo, condensados, líquidos de gas y alcohol) descendió a 9.1 millones de barriles por día, lo cual significó una disminución de 5.1% con respecto al nivel alcanzado un año antes. Dicho volumen sólo alcanzó a cubrir el 46.7% del consumo, que llegó a 19.5 millones de barriles por día. Para compensar la diferencia se tuvieron que importar 10.6 millones de barriles diarios. El petróleo adquirido en los mercados internacionales representó el 54% de la demanda total del país. La producción y el consumo de gas natural se situaron en 18.7 y 21.4

---

<sup>15</sup> Entre las medidas puestas en marcha destaca la obtención de mayor rentabilidad para el socio privado, la reducción del tiempo de recuperación del capital, la agilización de trámites para obtener las licencias ambientales y la eliminación de la figura de expropiación sin indemnización.

<sup>16</sup> La información proviene del sistema de información energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Véase: <http://www.eia.doe.gov>.

terapiés cúbicos, respectivamente. Para cerrar la brecha, que tenderá a profundizarse en el futuro, se tuvieron que importar 3.4 terapiés cúbicos, 97% proveniente de Canadá.

Entre 1997 y 1999 la capacidad de refinación aumentó en 700 000 barriles por día. Se trata de extensiones a las instalaciones ya existentes, pues diversos factores, especialmente de orden ambiental, financiero y legal, hacen poco atractiva la construcción de nuevas refinerías; todo indica que a largo plazo continuará dicha tendencia.<sup>17</sup> Al finalizar el año 1999, la capacidad de refinación de petróleo crudo se situó en 16.3 millones de barriles diarios. El aumento de los precios del crudo durante el año motivó la reducción en la carga procesada, por lo que el factor de carga pasó de 96% en 1998 a 92.7% en 1999.

Por otra parte, continuó la ola de fusiones y adquisiciones entre compañías. Esa estrategia busca mejorar la competitividad y los márgenes de rentabilidad mediante el aumento de reservas, la disminución de costos y las sinergias en el uso de la infraestructura. Entre los grandes movimientos del año se cuenta la adquisición de Arco por BP-Amoco, con un valor de 27 600 millones de dólares. El 1 de diciembre la Comisión Federal de Comercio (FTC, por sus siglas en inglés) aprobó la fusión de Exxon y Mobil, evaluada en 81 000 millones de dólares. Sin embargo, la megacompañía deberá vender a la competencia diversos activos, entre ellos 2 400 estaciones de servicio. En octubre El Paso Energy se fusionó con Sonat, creando la empresa de transporte de gas natural más grande del país.

#### f) El Caribe<sup>18</sup>

Al finalizar 1999, las reservas probadas de petróleo ascendieron a 892 millones de barriles y se concentraban en Trinidad y Tabago (67.8%), Cuba (31.8%) y Barbados (0.4%). La producción alcanzó 162 000 barriles diarios y provino esencialmente de los dos primeros países (77.8% y 21%, respectivamente). Las reservas de gas natural se estiman en 20 413 millones de pies cúbicos, pero el primer país concentra el 97%. La producción alcanzó los 1 099 millones de pies cúbicos por día, esencialmente de Trinidad y Tabago (92%), pues la producción en Cuba (7.5%) y Barbados fue muy pequeña.

La capacidad de refinación alcanzó un poco más de 1.6 millones de barriles por día. El parque se compone de pequeñas refinerías que satisfacen las necesidades locales y de grandes complejos en Curazao, Trinidad y Tabago e Islas Vírgenes, orientadas tanto a la satisfacción del consumo interno como a la exportación. En 1998 concluyó el programa de modernización de la refinería de Pointe-a-Pierre en Trinidad (160 000 barriles por día), cuyo costo fue de 350

---

<sup>17</sup> A lo largo de la década de los años noventa las grandes firmas integradas han estado racionalizando activos en refinación y comercialización, debido a la persistencia de la baja rentabilidad de dichas operaciones. Durante ese período, 42 refinerías fueron cerradas o vendidas a firmas más pequeñas. Paralelamente, los refinadores independientes más importantes han incrementado su participación del 8% al 23%. Como consecuencia, el grado de concentración de la industria en este segmento se ha elevado. A principios de 1999 las 10 refinerías más grandes acaparaban el 58% de la capacidad de destilación del país.

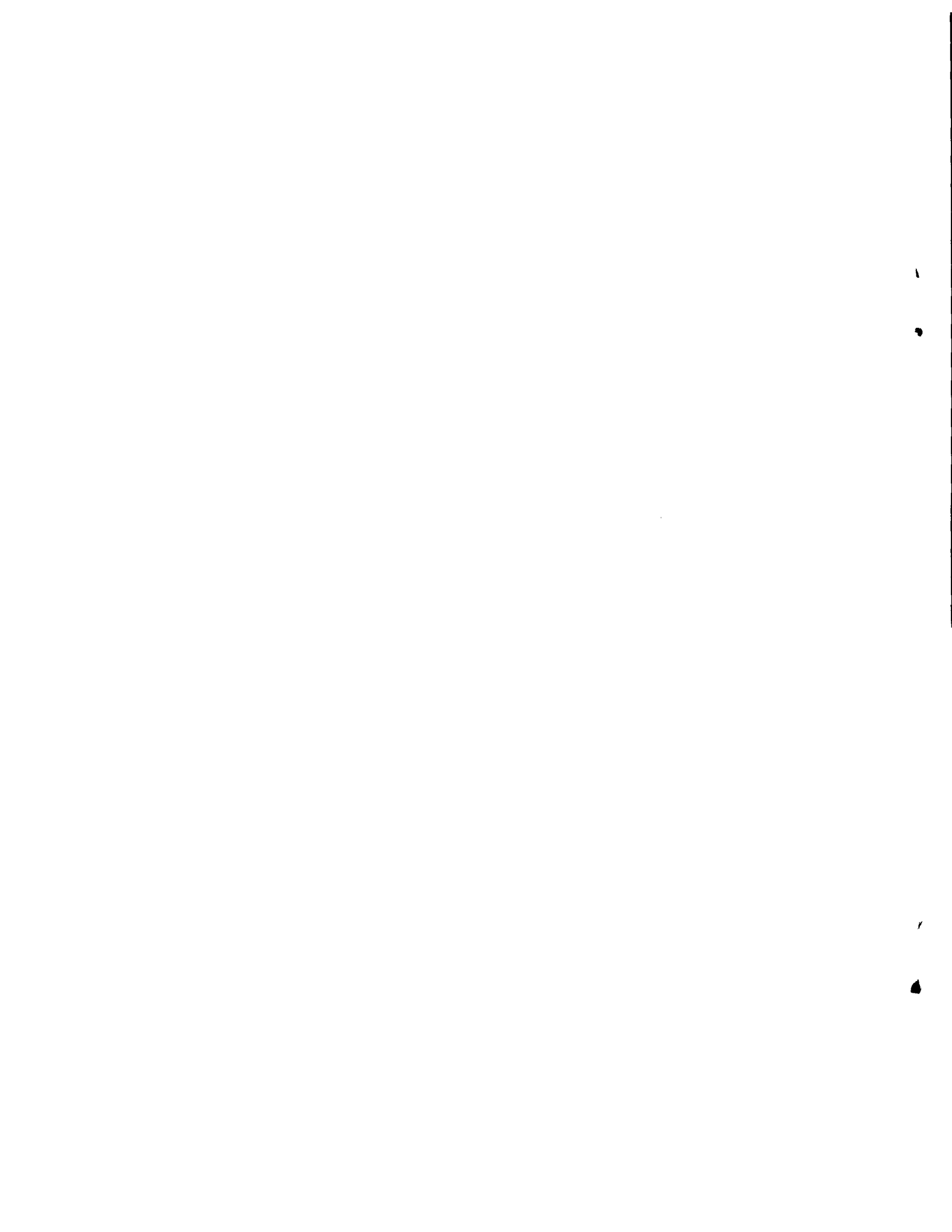
<sup>18</sup> La información proviene del sistema de información energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos, <http://www.eia.doe.gov>.

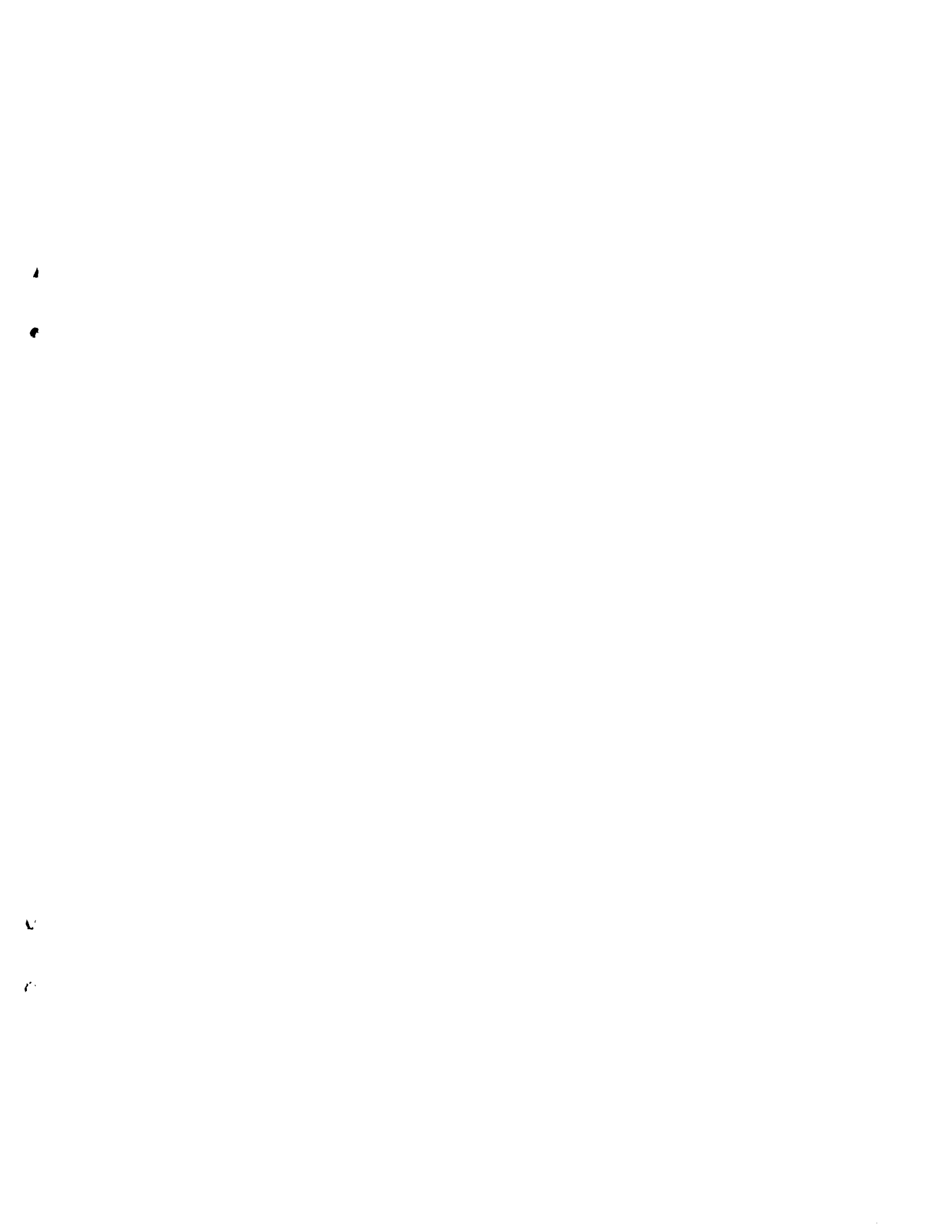


millones de dólares; gracias a dicho programa la producción de productos ligeros aumentó 28% en 1999. Actualmente la refinería de Coastal en Aruba está en proceso de renovación, con una inversión de 250 millones de dólares, para elevar su capacidad de tratamiento a 280 000 barriles diarios. Cabe destacar que Mobil cerró su refinería en Barbados en 1998. La capacidad de almacenamiento independiente asciende a 92 millones de barriles de crudo.

La empresa venezolana PDVSA ha venido ocupando cada vez mayores espacios en la región. Primero decidió rentar la refinería de Isla en Curazao, para dar mayor valor agregado a sus disponibilidades de petróleo crudo. Asimismo, firmó un contrato para almacenar 650 000 barriles de crudo en la terminal de Petromin, en Trinidad y Tabago. Recientemente compró el 50% de las instalaciones de la empresa Hess localizadas en la isla Santa Cruz, Islas Vírgenes. En noviembre firmó una asociación (50%-50%) con la empresa petrolera cubana Cupet, para la reactivación de la refinería de Cienfuegos, con el objetivo de elevar la oferta interna de derivados del petróleo.

En materia de gas natural destaca Trinidad y Tabago que, con reservas para 50 años al ritmo de producción actual, se ha convertido en uno de los más importantes centros gaseros del mundo, y es uno de los líderes mundiales en la exportación de amoníaco y próximamente de etanol. En abril arrancó una planta de licuefacción de gas natural para la exportación del producto a España y los Estados Unidos. En enero del 2000 el gobierno autorizó al consorcio propietario de la planta (BP-Amoco 60%, Repsol-YPF 20% y Cabot Trinidad 10%) la construcción de dos trenes de producción suplementarios, con lo cual se convertirá en el cuarto complejo más grande del mundo en producción de GNL. Las ventas foráneas incluyen a Puerto Rico, que ha venido importando el gas para la generación de electricidad.







Este documento fue elaborado por la sede subregional en México de la  
Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

**Dirección postal:** Presidente Masaryk No. 29  
Col. Chapultepec Morales  
México, D. F. CP 11570

**Dirección Internet:** [cepal@un.org.mx](mailto:cepal@un.org.mx)  
**Biblioteca:** [bib-cepal@un.org.mx](mailto:bib-cepal@un.org.mx)

**Teléfono:** (+ 52) 5263 9600  
**Fax:** (+ 52) 5531 1151

**Internet:** <http://www.cepal.org.mx/>