



**ISTMO CENTROAMERICANO: INFORME SOBRE ABASTECIMIENTO  
DE HIDROCARBUROS, 1998**

---

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 Víctor Hugo Ventura, funcionario de la Unidad de Energía, Luis Fernández, consultor del Proyecto CEPAL/GTZ, y Víctor Rodríguez-Padilla, responsable del Posgrado en Ingeniería Energética de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).

## ÍNDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACIÓN .....	1
RESUMEN .....	3
I. LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGIÓN.....	6
1. La demanda de derivados del petróleo.....	6
2. La refinación y el almacenamiento.....	11
3. Las importaciones de crudo y productos derivados.....	13
II. EL MERCADO MUNDIAL DEL PETRÓLEO EN 1998.....	22
III. LA COOPERACIÓN REGIONAL EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS.....	26
1. Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos, Fase VI .....	26
2. Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ sobre energía y desarrollo económico.....	27
3. Proyecto BID/FOMIN/CEPAL para la armonización e integración del mercado de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano .....	28
4. VI Reunión del CCHAC .....	29
IV. LOS AVANCES EN LA TRANSFORMACIÓN DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS.....	30
1. Costa Rica.....	30
2. El Salvador.....	31
3. Guatemala .....	32
4. Honduras.....	33
5. Nicaragua.....	34
6. Panamá .....	35

## **PRESENTACIÓN**

Este informe sobre el abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano durante 1998 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 1998.



## RESUMEN

La demanda total de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano aumentó 15.5% en 1998, llegando a 79.8 millones de barriles. Este comportamiento se explica tanto por el efecto combinado de alto crecimiento económico en la región (4.5%) y bajos precios internacionales del petróleo, como por el fuerte aumento de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles. En Honduras, Nicaragua y Panamá las alzas fueron de alrededor de 20%, mientras que en El Salvador el consumo total de combustibles sólo aumentó 7.7%.

El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la producción de electricidad, se elevó a 62.2 millones de barriles en 1998, con una tasa de crecimiento de 12% con respecto al año previo, la más alta de la década. Resalta que el año pasado el producto más dinámico fue el *jet fuel*, mientras que el diesel se encontró en el otro extremo.

El consumo de combustibles para la generación de electricidad se incrementó 30% en 1998, situándose en 17.6 millones de barriles (37.7% de los cuales fue diesel), debido a que el consumo de electricidad aumentó 7.4%, mientras que la generación de origen hidráulico se redujo aproximadamente 8%. Únicamente en El Salvador disminuyó (13.9%) el consumo de hidrocarburos. El diesel destinado a la producción de electricidad tuvo un alza dramática de casi 82%, que contrasta con la del *fuel oil* (cerca de 11%).

En 1998 las importaciones totales de hidrocarburos ascendieron a 92.1 millones de barriles, es decir, un promedio de 252 300 barriles por día, lo que arroja un aumento de 14.4% en relación con 1997. Del volumen importado, 61.6% correspondió a derivados del petróleo, 31.8% a crudos naturales y 6.6% a crudos reconstituídos. Del total de derivados (56.7 millones de barriles), 39.1% correspondió al diesel, 19.2% a *fuel oil*, 16.9% a la gasolina premium, 7.9% a la gasolina regular, 9.4% al gas licuado y el restante 7.5% a querosinas y otros productos.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1998 alcanzó 1 551 millones de dólares (cif), 16.2% menos que el año anterior, debido a que la reducción de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales fue tan grande que permitió compensar el aumento en el volumen importado. Gracias al mejoramiento de la actividad externa de las economías de la región y a la reducción en los precios del petróleo, el peso de las importaciones de hidrocarburos con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó de 8.1% en 1997 a 6.4% en 1998.

Venezuela continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano, con un suministro de 39.1 millones de barriles en 1998 (10.3 millones más que el año anterior) y una participación en el mercado de 42.5%. En cambio, México redujo su participación a 3.4%, como resultado de una fuerte disminución en el abastecimiento de gas licuado.

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.

En 1998 los precios promedio más altos en estaciones de servicio, en ciudad capital, para la gasolina premium y el diesel, se presentaron en Nicaragua (1.89 y 1.35 dólares por galón,

respectivamente), mientras que los más bajos ocurrieron en Costa Rica (1.53 dólares para el primer producto) y en El Salvador (0.97 dólares para el segundo). La reducción de precios de los combustibles observada en 1998 en los mercados internacionales se vio reflejada en disminuciones similares (especialmente en el caso del diesel) en los precios al consumidor de Costa Rica, El Salvador y Panamá. Sin embargo, en los otros tres países no fue así, debido a modificaciones impositivas (Guatemala y, especialmente, Nicaragua) o al incremento de los márgenes al modificarse la fórmula de precios paridad de importación (Honduras).

La ejecución del proyecto de modernización de la refinería de Costa Rica requirió suspender temporalmente las operaciones desde febrero de 1998. Por otra parte, en Guatemala se muestra interés por evaluar la factibilidad de construir una nueva refinería con capacidad de coquización que permita procesar el crudo pesado que se produce en el país y destinar sus derivados tanto al mercado nacional como al fronterizo.

Ahora bien, con respecto al mercado petrolero mundial, los precios continuaron cayendo en forma dramática por segundo año consecutivo. La baja se observó durante casi todo 1998, con excepción de los meses de mayo y septiembre, en función de los típicos movimientos estacionales que anteceden a la demanda de productos petroleros durante el verano y el invierno. En términos reales, los precios se aproximaron a los que prevalecían hace 25 años, antes del primer choque petrolero.

La principal causa de esta tendencia a la baja fue la persistencia de una oferta abundante y una demanda débil; este desequilibrio se tradujo en un fuerte crecimiento de los niveles de inventario. Con el fin de detener el desplome de los precios, Arabia Saudita, México y Venezuela decidieron, en el mes de marzo de 1998, recortar su producción en 600 000 barriles diarios a partir del 1 de abril. Con el apoyo de otros productores, y luego de varias reuniones, se acordó aumentar la reducción hasta 3.1 millones de barriles. A pesar de un cumplimiento del acuerdo en 80%, la reducción de la oferta y el crecimiento de la demanda en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) en los últimos meses del año comenzaron a dar sus frutos, pues ya en el cuarto trimestre la demanda fue superior a la oferta. Sin embargo, el excedente de los meses anteriores era demasiado importante, de forma que los precios siguieron su camino descendente, hasta tocar fondo en diciembre de ese mismo año.

Por otro lado, los avances logrados en el proyecto CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos permitieron conformar las bases para la consecución exitosa de varios nuevos proyectos, todos ellos encaminados a fortalecer la integración y la armonización de los mercados de hidrocarburos locales. Entre estas nuevas iniciativas en ejecución sobresalen el proyecto OLADE/CEPAL/GTZ sobre energía y desarrollo económico, el cual ha permitido algunas acciones dentro de los estudios que la CEPAL elabora sobre el suministro de gas natural al Istmo Centroamericano, y el proyecto BID/FOMIN/CEPAL para la armonización e integración del mercado de hidrocarburos en la región, iniciado hacia finales del año pasado. En trámites de negociación con la agencia alemana de cooperación (GTZ) se encontraba el proyecto de uso racional de hidrocarburos y protección ambiental, y en fase de elaboración del perfil se tenía el proyecto de armonización del marco regulatorio y técnico para el suministro de gas licuado de petróleo (GLP) a los países del Istmo Centroamericano y la República Dominicana.

Durante el año 1998 se llevaron a cabo la X Reunión Regional del Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania, la I Reunión de la Comisión Directiva del Proyecto BID/FOMIN/CEPAL, y la VI Reunión del Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC), todas en octubre, en la ciudad de Guatemala, Guatemala.

Durante 1998 los países de la región continuaron con sus esfuerzos para transformar el subsector hidrocarburos, consolidando, en la mayoría de los casos, los cambios iniciados en años anteriores. En este sentido, en Costa Rica se firmaron cuatro lotes para la exploración petrolera, dos en tierra y dos mar adentro, para un total de 5 600 kilómetros cuadrados. La dinámica del mercado local se reflejó en la construcción y remodelación de nuevas estaciones de servicio, aunque los pequeños empresarios tuvieron dificultades para dar el adecuado mantenimiento. Un segmento con un gran dinamismo fue el del GLP, con la entrada de dos nuevos actores.

En El Salvador sobresale la aprobación de las normas y especificaciones de la calidad de los combustibles durante el año pasado. Adicionalmente se reporta la entrada de una nueva empresa de importación de derivados, lo que ha permitido una mayor competencia en el mercado de los grandes clientes industriales. Sin embargo, persistió el problema del subsidio del diesel para el transporte.

Por su parte, en Guatemala se adjudicaron siete nuevas áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos. La producción de petróleo alcanzó la cifra récord de 9 304 miles de barriles el año pasado. En este país se nota un fuerte dinamismo en el mercado de suministro de hidrocarburos, pues además de las grandes empresas transnacionales y varias nacionales que iniciaron sus actividades en años anteriores, en 1998 entró una firma adicional, con capacidad de almacenamiento, localizada en el Puerto de San José. Otro punto interesante fue el inicio de las importaciones de carbón para una cementera.

En Honduras no hubo nuevos actores en la cadena de suministro de hidrocarburos durante 1998; sin embargo, se reporta que una de las firmas logró negociar un acuerdo muy favorable con una empresa localizada en Panamá para la compra de diesel, lo que le permitió tomar una parte importante de la ventas de dicho producto al sector industrial. Adicionalmente se aprobaron varias leyes relacionadas con el Diferencial de Precios del Petróleo, para convertirlo en un aporte vial, así como con la creación de la Unidad Técnica del Petróleo y todos sus Derivados (UTP), y con los márgenes de los distribuidores y las tarifas de transporte.

Por último, en Panamá se ha producido una interesante dinámica en el suministro de derivados para la generación eléctrica, gracias a la eliminación de los aranceles vigentes con anterioridad. La capacidad de almacenamiento de las zonas francas ha permitido que algunas empresas se instalen en este país y manejen desde allí sus operaciones con los otros países del Istmo.

## I. LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGIÓN

### 1. La demanda de derivados del petróleo

#### a) El consumo total

La demanda total de derivados del petróleo en el Istmo Centroamericano aumentó 15.5% en 1998, tasa muy superior a la del año anterior (10.5%). Este comportamiento se explica tanto por el efecto combinado de alto crecimiento económico en la región y bajos precios internacionales del petróleo, como por el fuerte aumento de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles. En Honduras, Nicaragua y Panamá se dieron las alzas más notables de 1998 (alrededor de 20%), mientras que en El Salvador el consumo total de combustibles sólo aumentó 7.7%. La demanda total de hidrocarburos en la región pasó de 69.1 millones de barriles en 1997 a 79.8 millones (218.7 miles de barriles por día) en 1998.<sup>1</sup> Del incremento de 10.7 millones de barriles, 6.7 correspondieron al consumo final de hidrocarburos y los restantes 4 tuvieron como destino la producción de electricidad. Con respecto al mercado regional, Guatemala representó poco más de la cuarta parte, en tanto que Nicaragua sólo participó con 10% y Honduras con 13%; los demás países ocupan fracciones similares, de aproximadamente 17% 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, totalizó 62.2 millones de barriles (170.4 miles de barriles por día) en 1998. La tasa de crecimiento de ese año (12%) fue la más alta de la década, casi el doble que la de 1997 (6.6%) (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 1991-1998 la tasa de crecimiento del consumo final de hidrocarburos en la región (7.2% en promedio anual) ha sido 1.7 veces la correspondiente al indicador de la actividad económica (4.3%). 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 energético 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 que los hidrocarburos tienen en la región. Debido a los factores antes mencionados, existen diferencias entre las elasticidades del consumo final de combustibles con respecto al producto interno bruto (PIB) de cada país. En Honduras se presenta la más baja respuesta en la demanda de hidrocarburos ante variaciones en la actividad económica, mientras que Nicaragua se encuentra en

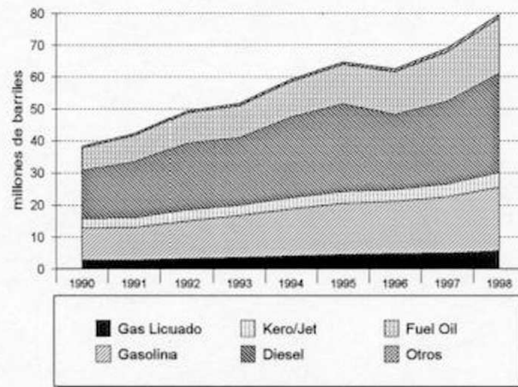
---

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

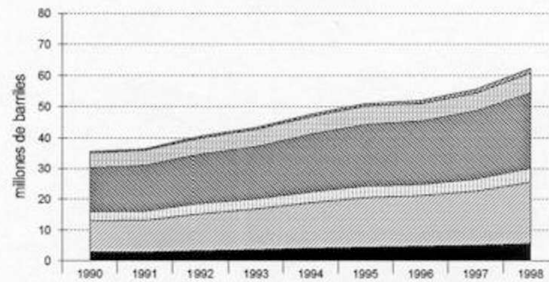


**Gráfico 1**  
**ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO**

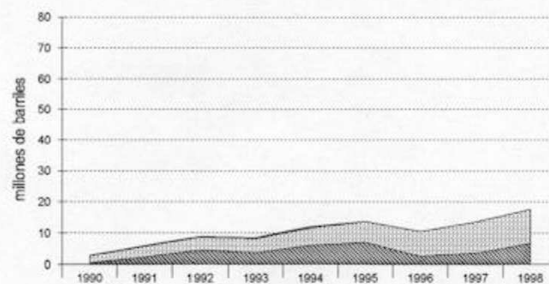
**Consumo Total**



**Consumo Final**



**Consumo en Gen. Eléctrica**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

el otro extremo, sin fuertes diferencias respecto al resto de los países (véase el cuadro 1). Aunque las elasticidades calculadas para períodos de un año no son estables, destaca que en cuatro países las correspondientes a 1998 son apreciablemente mayores que las evaluadas para el total de la década, lo que muestra en forma aproximada cuál sería el efecto en el consumo de una reducción importante en los precios de los combustibles.

Cuadro 1

RELACIÓN ENTRE LAS TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO FINAL  
DE HIDROCARBUROS Y LA ACTIVIDAD ECONÓMICA, 1990-1998

	Consumo final (tasa promedio anual)		Producto interno bruto (tasa promedio anual)		Elasticidad	
	1991-1998	1998	1991-1998	1998	1991-1998	1998
Istmo Centroamericano	7.2	12.0	4.3	4.5	1.7	2.7
Costa Rica	7.1	10.4	4.0	6.2	1.8	1.7
El Salvador	9.7	14.7	5.0	3.4	1.9	4.3
Guatemala	7.4	13.9	4.2	4.9	1.8	2.8
Honduras	4.5	9.7	3.8	2.8	1.2	3.5
Nicaragua	5.1	9.4	2.6	4.0	2.0	2.3
Panamá	8.0	11.3	4.9	3.9	1.6	2.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Excluyendo de nuevo los combustibles utilizados en la generación de electricidad, entre 1990 y 1998 la participación de la gasolina en la estructura de la demanda regional de derivados del petróleo acusa una tendencia expansiva; en el primer año citado, dicho producto representaba 27.6% del consumo final, mientras que en 1998 esta proporción se había extendido a 31.7%, como resultado de un ritmo de crecimiento de la demanda (9% anual), 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 1998 (37.2%), en tanto que Nicaragua se mantiene en el otro extremo (22.6%).

El gas licuado ha sido casi tan dinámico (8.7% de crecimiento anual durante los años noventa) como la gasolina, y ha presentado las tasas más altas (aproximadamente 14%) en Honduras y El Salvador. En este último país el gas licuado significó 12.8% del consumo final de derivados del petróleo durante 1998, mientras que en Honduras esta proporción alcanzó sólo 4.9%. En Costa Rica, la participación de este combustible también es baja (5.6%), 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 (4.7% por año), y su peso en la demanda final se ha venido reduciendo, su penetración representó 10.5% en 1998. En el plano regional, durante los últimos ocho años la participación de este producto se elevó de 8.4% a 9.4%.

Una trayectoria inversa se verifica en las querosinas, cuya demanda creció entre 1990 y 1998 a una tasa promedio de 5.9%, inferior a la del consumo final de hidrocarburos, de 7.2% y, por ende, su participación pasó de 8.2% a 7.4%. Esta tendencia fue más marcada en Honduras, donde disminuyó de 14% a 8.3% en el mismo período. En contraste, en Costa Rica el consumo de querosinas ha avanzado a

tasas muy altas (10.4% 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 a la demanda final de derivados del petróleo pasó de 5.4% a 6.9% durante los años citados. En 1998 la participación más alta se registró en Panamá (13.8%), 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 (20% en promedio) durante los últimos cinco años. Destaca que en 1998 la tasa de crecimiento del consumo regional de querosinas (17.5%) fue superior a la que presentó el resto de los combustibles; el caso más notable se dio en El Salvador (27.6%), debido también al aumento del tráfico aéreo.

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% a 10.4%. En Panamá, la participación de los combustibles pesados es aproximadamente la mitad de la de los otros países, debido al menor peso de la industria frente al sector terciario de la economía. La demanda de *fuel oil* está muy ligada 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> En 1998 el combustible residual tuvo por primera vez un crecimiento notable (16.3%). En El Salvador el alza fue de 43.3%, debido principalmente al inicio de operaciones de una planta cementera que fue modernizada y ampliada; en Guatemala el consumo aumentó 17.1%, a consecuencia también de la industria del cemento; en Costa Rica y Honduras el crecimiento fue menor, mientras que en los otros dos países fue nulo.

El diesel constituye el producto más demandado, con una participación relativamente estable de 40% en el consumo final de la región entre 1990 y 1998, y una tasa de crecimiento de 6.6%. 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 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 más baja a Costa Rica (5%). En 1998 la participación del diesel en el consumo final de hidrocarburos fue cercana a 47% en Honduras y a 50% en Nicaragua, mientras que en los otros países representó alrededor de 37%. En ese mismo año el diesel fue el combustible con menor crecimiento (9.1%), especialmente en Nicaragua (6.6%).

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

En 1998 la producción de electricidad consumió 17.6 millones de barriles (48.3 miles de barriles por día) de combustibles, volumen 30% superior al del año anterior, en el cual también había aumentado significativamente (29.5%). Así, durante el último bienio, el crecimiento acumulado fue de 68.3%, lo cual contrasta con la reducción de 23.9% ocurrida en 1996. Destaca el alza sustancial de poco más de 57% ocurrida en Panamá y Honduras durante 1998, lo que ha significado que en los últimos dos años el requerimiento de combustibles se haya elevado 116% en el primer país y 86% en el segundo. En Nicaragua la demanda de hidrocarburos para la generación eléctrica aumentó 43.7% durante 1998,

---

<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 amplificada las variaciones de la actividad económica en general.

frente a sólo 4.8% en el año anterior; en Guatemala las tasas fueron 15.4% y 67%, respectivamente, mientras que en El Salvador disminuyó el consumo en 13.9% después de que en 1997 había aumentado 54.4%. En tanto que el consumo en las plantas eléctricas ubicadas en Guatemala <sup>3</sup> y El Salvador representó en 1997 la mitad del total de combustibles destinados a esta actividad en el Istmo Centroamericano, la evolución registrada durante el año siguiente resultó en una participación más uniforme de cinco países del área, con Guatemala y Panamá en el nivel más alto (24.9% y 21.5%, respectivamente). Únicamente Costa Rica se mantiene con una baja proporción (5%), aun cuando el crecimiento experimentado en 1998 fue de 140%.

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 consecuencia, la producción de electricidad basada en combustibles respecto del total pasó de 35.1% en 1995 a 28.2%, 32.9% y 40.2% en los años siguientes. (Véase el cuadro 2.) De esta manera, con relación a la demanda total de hidrocarburos, el consumo de derivados del petróleo en la generación de electricidad avanzó de 7.3% en 1990 a 21.3% en 1995, retrocedió a 16.7% en 1996 y se incrementó a 19.6% y 22.1% en los años siguientes.

El diesel utilizado en la generación eléctrica se elevó a 6.7 millones de barriles en 1998, luego de un dramático incremento de 81.8% el año anterior, con lo cual su participación en la demanda total de hidrocarburos destinados a la producción de electricidad llegó a 37.7%, frente a 27% en el año anterior. En Honduras el consumo de este combustible se cuadruplicó, en Costa Rica se triplicó y en Nicaragua y Panamá las alzas fueron muy notables. En contraste, la demanda de *fuel oil* para el mismo fin sólo aumentó 10.8%. En 1997 el 14.1% del diesel y el 64.2% del combustible pesado consumidos en los seis países de la región se destinaban a la generación de electricidad, en tanto que en 1998 la proporción del primero se elevó a 21.6% y la del *fuel oil* se redujo levemente a 63%.

Cuadro 2

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

(Porcentajes)

Istmo	Costa	El	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
-------	-------	----	-----------	----------	-----------	--------

<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. Así, 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.

	Centroamericano	Rica	Salvador				
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	39.5	58.0	30.4
1996	28.2	8.7	31.9	38.8	33.3	61.2	20.4
1997	32.9	3.1	47.1	50.6	34.8	65.7	27.4
1998	40.2	7.6	47.0	54.6	45.7	79.9	40.2

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.

## 2. La refinación y el almacenamiento

El volumen de petróleo procesado en las refinерías de la región se redujo 1% en 1998; sin embargo, si se excluye a Costa Rica, el volumen aumentó en 11.8%. En El Salvador el incremento fue de 15.5%, destacando el alto rendimiento de *fuel oil* (51.4%) obtenido al dejar de adquirir crudo reconstituido, para satisfacer un creciente mercado guatemalteco de este producto, especialmente los ingenios azucareros, que venden cantidades importantes de energía eléctrica cogenerada a la red. En 1998 poco más de la mitad de la producción salvadoreña de este combustible se exportó, vía terrestre, a Guatemala (1.7 millones de barriles), país que a su vez mantuvo sin cambio el nivel de utilización de su refinерía. Esta nueva orientación, que comenzó en 1996, contrasta fuertemente con lo ocurrido anteriormente, cuando la refinерía de El Salvador operaba básicamente para satisfacer el mercado interno de combustible residual, importando una fracción muy grande de crudos reconstituidos que le permitieron tener un factor de utilización alto y un rendimiento de residuales (aproximadamente 29%). En Panamá, el insumo de la refinерía creció 16%, acorde con un mercado interno muy favorable y una exportación creciente. Nicaragua, después de las inversiones realizadas en 1996 y 1997, logró alcanzar un volumen de crudo procesado de 17 000 barriles por día calendario, cifra casi 40% superior a la del primer año mencionado.

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, 2.7, 1, 3.8, y 3 millones de barriles para crudo, gas licuado, gasolinas, querosinas, diesel y *fuel oil*, respectivamente. Respecto a 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 de la demanda, en especial gracias a las inversiones realizadas por los nuevos actores presentes en el mercado. En efecto, la infraestructura para almacenamiento del diesel, el producto más demandado, equivale a 45 días de consumo para el total de la región, mientras que en los países la relación más baja

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

es de 38 días (Honduras y Panamá). En el caso de la gasolina estas cifras son de 50 y 41 días (Guatemala), respectivamente.

La ejecución del proyecto de modernización de la refinería de Costa Rica, cuyas obras de construcción iniciaron en diciembre de 1997, requirió cerrar temporalmente las operaciones de refinación a partir del 22 de febrero de 1998. Este proyecto consta de dos etapas, la primera de las cuales se divide en dos fases. Las obras de construcción de la fase I se iniciaron en diciembre de 1997 y se espera concluir las en diciembre de 1999, con un costo total de 32 millones de dólares. Sus principales objetivos 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, la instalación de una unidad de reformado catalítico para mejorar el octanaje de la nafta pesada, así como una planta de hidrotreatmento de diesel para alcanzar la especificación de 0.05% en peso de azufre en el combustible. Esta segunda fase tendría un costo de 125 millones de dólares y debería entrar en operación en el año 2003; actualmente se estudian las formas posibles de financiamiento.

Por otra parte, en Guatemala se muestra interés por evaluar la factibilidad de instalar una nueva refinería, con capacidad de coquización para procesar el crudo pesado que se produce en el país y destinar sus derivados tanto al mercado nacional como al fronterizo. La producción actual de crudo guatemalteco supera los 25 000 barriles por día, de los cuales alrededor de 3 000 barriles se destinan diariamente a la minirrefinería La Libertad, ubicada en el Petén, para la producción de asfalto. Existen algunos factores que hacen atractiva la realización de un estudio de mayor detalle, como se comenta a continuación. Estudios de simulación de la rentabilidad de refinerías de alta complejidad, que incorporan unidades de desintegración catalítica y de coquización (aunque no se especifica su capacidad), muestran que si estuviesen ubicadas en la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC, por sus siglas en inglés) y procesaran crudo pesado mexicano tipo Maya, generarían un margen de refinación bruto (valor de los productos a precios USGC menos el costo cif del crudo) de 6.07 dólares por barril, a los precios promedio del período 1996-1998. Descontando los costos variables y fijos (1.47 y 2.48 dólares por barril, respectivamente), se tendría un margen de refinación neto de 2.12 dólares por barril de crudo procesado.<sup>5</sup> Sin embargo, es importante destacar que si la refinería se localizara en Guatemala, el margen de refinación bruto aproximado sería dos dólares más alto, debido a que el valor de los productos sería superior (valor cif, el costo de oportunidad de importarlos) y del crudo inferior (fob, el costo de oportunidad de venderlo al extranjero). En contrapartida, si la refinería es pequeña, se pierden economías de escala y, si se construye fuera de los Estados Unidos, los costos de inversión son más altos, lo cual se reflejaría principalmente en mayores costos fijos. Sin embargo, es posible que este costo adicional sea menor que el beneficio extra que pudiera lograrse en el margen bruto.<sup>6</sup>

---

<sup>5</sup> Véase Purvin & Gertz (1998), *Crude Oil & Refining Outlook*, diciembre.

<sup>6</sup> Suponiendo que la nueva refinería de Guatemala tuviese capacidad de sólo la cuarta parte de la utilizada para simular la rentabilidad en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, el costo de inversión por barril de capacidad instalada se incrementaría 23%, si el coeficiente de economías de escala fuese 0.85 (típico para refinerías completas). Si se supone también que, debido a una ubicación diferente, el monto de inversión en Guatemala fuera 25% mayor que en USGC, el aumento acumulado en el costo unitario de inversión sería 53.8%, lo cual significaría un incremento en los costos fijos de, a lo sumo, 1.33 dólares por barril, cifra menor que el beneficio adicional que pudiera obtenerse en el margen de refinación bruto.

### 3. Las importaciones de crudo y productos derivados

#### a) Volumen, valor y estructura de las importaciones

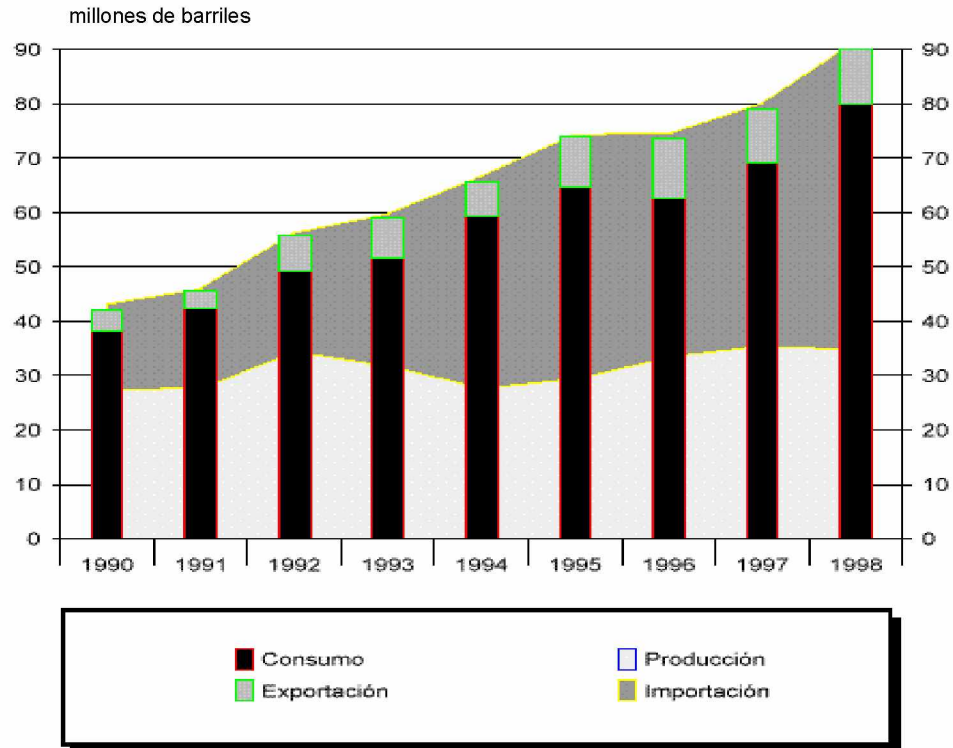
En 1998 las importaciones de hidrocarburos de los países del Istmo Centroamericano ascendieron a 92.1 millones de barriles, o 252.3 miles de barriles por día, lo que arroja un aumento de 14.4% con respecto a 1997. Del volumen total importado, 61.6% correspondió a derivados del petróleo, 31.8% a crudos naturales y 6.6% a crudos reconstituídos, mientras que en 1997 las proporciones habían sido de 55.2%, 36.3% y 8.5%, respectivamente. El fuerte crecimiento de la participación de los derivados en las importaciones totales de hidrocarburos se debió en gran parte al cierre temporal de la refinería de Costa Rica. Así, excluyendo a este país, los productos del petróleo significaron 55.4% en 1998, frente a 54% del año anterior. La importación de productos refinados ha sido mayor que la de petróleo desde 1994. (Véase en el gráfico 2 el balance de derivados.)

Del total de derivados importados en los países de la región durante 1998 (56.7 millones de barriles), 39.1% correspondió al diesel, 19.2% al *fuel oil*, 16.9% a la gasolina premium, 7.9% a la gasolina regular, 9.4% al gas licuado y el restante 7.5% a querosinas y otros productos. Respecto al año anterior destaca un incremento de 2.8 puntos porcentuales en la participación del diesel debido al explosivo crecimiento del consumo de este combustible en la generación de electricidad, así como una reducción de 1.9 puntos en el caso del gas licuado. Si bien las gasolinas han mantenido una cuarta parte de las importaciones de combustibles, durante el último trienio ha habido un dramático desplazamiento hacia las de mayor octanaje. Así, 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 más del doble que la primera.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1998 fue de 1 551 millones de dólares (cif), 16.2% menos que el año precedente, debido a que la reducción de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales fue tan grande que permitió compensar el aumento en el volumen importado (véase el cuadro 3).

Gráfico 2

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE DERIVADOS  
DEL PETRÓLEO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

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	9.2
1997	1,851	80.5	23.00	8.1
1998	1,551	92.1	16.84	6.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



Gracias al mejoramiento de la actividad externa de las economías de la región y a la reducción de precios del petróleo, el peso de las importaciones de hidrocarburos con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó en todos los países por segundo año consecutivo. Para el Istmo Centroamericano, esta relación pasó de 9.2% en 1996 a 8.1% en 1997 y a 6.4% en 1998, la más baja de la década (véase nuevamente el cuadro 3). En el último año la proporción de la factura petrolera fue de 3.3% en Costa Rica (229 millones de dólares en valores absolutos), 9.6% en El Salvador (264 millones), 12% en Guatemala (409 millones), 8.7% en Honduras (209 millones), 16.3% en Nicaragua (131 millones) y 3.8% en Panamá (309 millones).

Si se consideran los productos contenidos en el petróleo reconstituido, la participación de los derivados del petróleo aumentó de 59.4% en 1997 a 64.3% en 1998, debido en su mayoría al paro temporal de la refinería de Costa Rica. Es de notar que en 1997 se redujo fuertemente 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 en que se tuvo un aumento como resultado de la suspensión de las operaciones de refinación por más de cinco meses, a causa de los daños de un incendio). 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 (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	64.3	97.9	59.4	83.3	100.0	24.7	28.7

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.

## 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 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 dos años siguientes (véase el gráfico 3).

Venezuela <sup>7</sup> continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano. Durante 1998 suministró a la región 39.1 millones de barriles (10.3 millones más que el año anterior), con una participación en el mercado (42.5%) muy superior a la del año anterior (35.7%) y similar a la de 1996. De 1997 a 1998 disminuyeron las participaciones de Estados Unidos (de 19.3% a 17.2%), Ecuador (de 19.2% a 16.5%), México (de 5.9% a 4.1%) y Colombia (de 5.8% a 3.4%), aunque en términos absolutos el volumen de los dos primeros permaneció prácticamente sin cambio debido al fuerte crecimiento de las importaciones. En el último año participaron cinco nuevos países <sup>8</sup> en el abastecimiento de hidrocarburos a la región, los cuales representaron el 3.5% del total.

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 dos años posteriores este país superó el 8% de participación. 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 sólo figuran los últimos dos países. Por otra parte, de 1997 a 1998 las exportaciones de petróleo venezolano a la región se elevaron de 11.3 a 14.5 millones de barriles (39.8 miles de barriles por día), lo que implicó un aumento de su participación en el mercado de 34.6% a 44.2%, mientras que las del ecuatoriano se redujeron de 12.8 a 12 millones de barriles, con lo que su participación disminuyó de 39.1% a 36.4%. En los años recientes, el mercado centroamericano para el crudo ecuatoriano ha estado constituido por El Salvador y, sobre todo, Panamá, mientras que para el colombiano lo ha sido en mayor grado Costa Rica, excepto en 1998, en que la refinería prácticamente no operó y las exportaciones se destinaron principalmente a Nicaragua. Ahora bien, en 1998 Ecuador fue la principal fuente de suministro de petróleo para El Salvador (54%) y Panamá (52%), en tanto que Venezuela lo fue para Guatemala (100%, igual que años anteriores) y Nicaragua (75%).

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

---

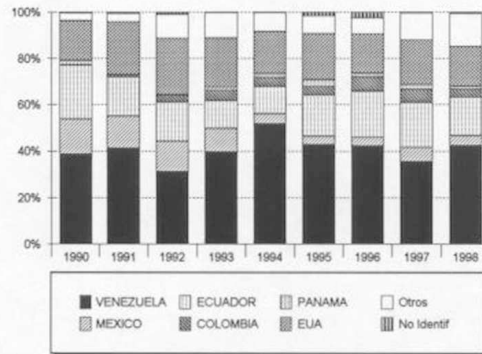
<sup>7</sup> Los productos limpios provenientes de Curazao se consideran suministros venezolanos desde 1987, en razón de que la Refinería Isla fue arrendada durante 20 años por Petróleos de Venezuela.

<sup>8</sup> Arabia Saudita, Brasil, Japón, Noruega y la provincia china de Taiwán.

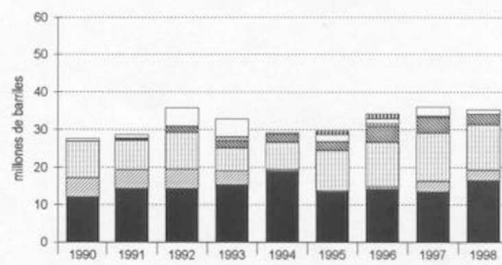
Gráfico 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

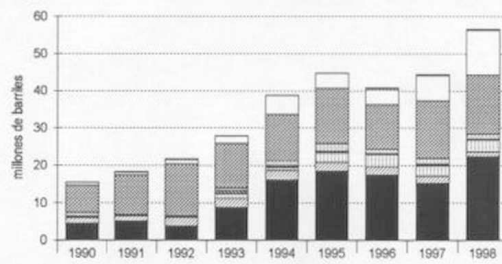
Hidrocarburos Totales



Crudo y Reconstituido



Derivados



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Estados Unidos.<sup>9</sup> La importación total de derivados aumentó de 47.8 millones de barriles en 1997 a 59.2 millones en 1998. En este período la participación de Venezuela se incrementó de 34.6% a 44.2% y la de los Estados Unidos se redujo de 31.9% a 26.7%, debido principalmente a cambios en las fuentes de abastecimiento de Honduras. Cabe mencionar que en los dos últimos años Trinidad y Tabago tuvo mercado en los seis países de la región y llegó a ocupar el tercer lugar en el suministro, con una participación que evolucionó de 0.6% en 1995 a 5.6% en 1997 y a 6.5% en 1998. En este último año, Venezuela abasteció más de la mitad de las importaciones de derivados de Costa Rica y Nicaragua, un tercio de Guatemala y Panamá y alrededor de 40% en los otros dos países; por su parte, los Estados Unidos suministraron poco más del 54% de los derivados importados en Panamá, cerca del 30% en Costa Rica y Honduras, y proporciones menores en el resto.

En 1998 continuó la rápida disminución del abastecimiento de gas licuado de la región proveniente de México, ya que cubrió sólo 8.7% de las importaciones, mientras que en 1997 significó la cuarta parte, aproximadamente un tercio en 1996, y en los años anteriores llegó a 50%. Guatemala (93.5%) y Nicaragua (6.5%) fueron los únicos destinos de las exportaciones mexicanas de gas licuado al Istmo Centroamericano. El suministro que México dejó de abastecer ha sido cubierto principalmente por Venezuela, cuya participación alcanzó 50.7% en 1998, frente a 33.3% en 1997 y 15.5% en 1996.

### c) 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 este país pagó un precio cif de 3 dólares por barril por debajo del promedio 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>10</sup> (Véase el gráfico 4.)

---

<sup>9</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>10</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.

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 de tendencia decreciente que se agudizó en 1998. En el mercado de la Costa del Golfo de los Estados Unidos las reducciones en el último año fueron de 28.9% para el diesel, 27.4% las querosinas, 26.8% para la gasolina premium y 28.2%, como promedio, para el *fuel oil* de 1% y 3% de azufre. Este ambiente se reflejó en los precios cif pagados en el Istmo Centroamericano, con decrementos de 26%, 24.6%, 23%, y 25.7%, respectivamente, para los productos antes mencionados. Con relación al total de petróleo y derivados adquiridos en la región, durante 1998 se pagaron 6.16 dólares por barril menos que en 1997, lo que equivale a una disminución de 26.8% en los precios cif.

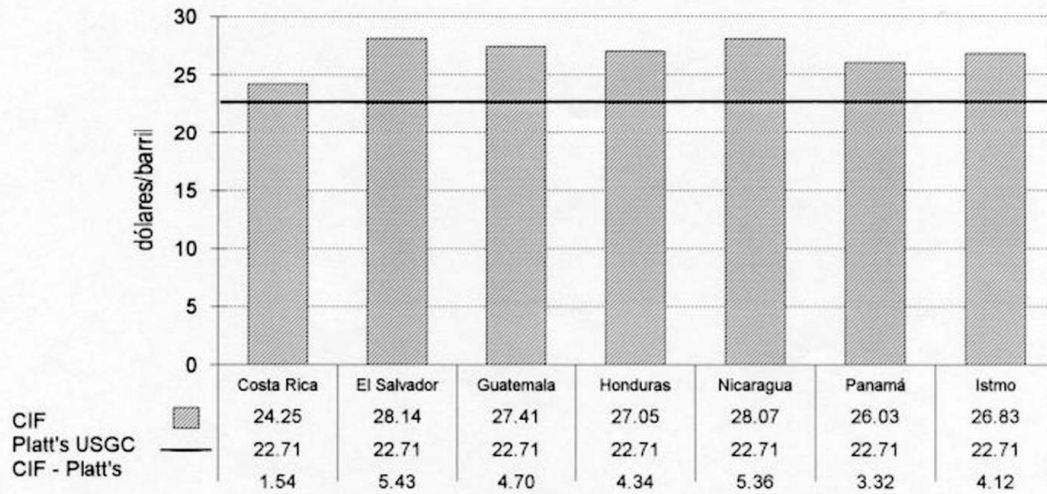
Entre 1991 y 1995 se apreciaron los productos pesados respecto de los ligeros en los mercados internacionales. En efecto, la relación de precios entre el *fuel oil* de 3% de azufre y el promedio de la gasolina regular y el diesel se elevó de 40% en el primer año citado a 66% en el segundo. Posteriormente se invirtió la tendencia, y la relación antes mencionada descendió 62% en 1996, 61% en 1997 y 58% en 1998.

Por otra parte, existen amplias diferencias entre países 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 1998 los precios promedio más altos, en ciudad capital, para la gasolina premium y el diesel se presentaron en Nicaragua (1.89 y 1.35 dólares por galón), mientras que los más bajos ocurrieron en Costa Rica (1.53 dólares) para el primer producto, y en El Salvador (0.97 dólares) para el segundo. La reducción de precios de los combustibles ocurrida en 1998 en los mercados internacionales se vio reflejada en disminuciones relativamente similares (especialmente en el caso del diesel) en los precios al consumidor de Costa Rica, El Salvador y Panamá. Sin embargo, en los otros tres países no fue así. En Honduras la baja fue menos pronunciada debido a que aumentaron los márgenes al modificarse la fórmula de precios paridad de importación. En Nicaragua se incrementó el impuesto al consumo del diesel en casi 0.21 dólares por galón, mientras que el correspondiente a las gasolinas se redujo en cerca de 0.44 dólares por galón. En Guatemala aumentó el impuesto a la distribución de gasolina en un quetzal por galón, equivalente a aproximadamente 0.16 dólares (véase el cuadro 5).

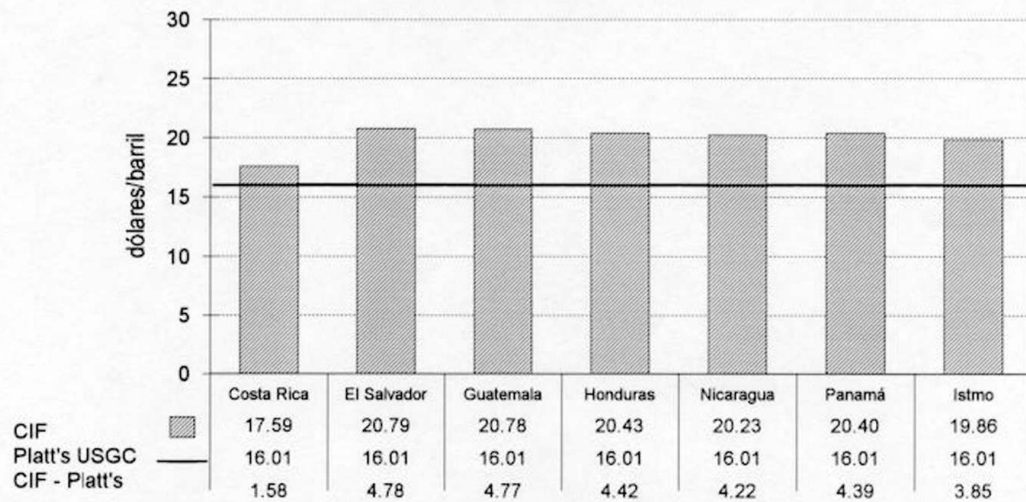
Gráfico 4

ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS CIF DEL DIESEL IMPORTADO

1997



1998



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

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
	<u>Diesel</u>						
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
	Variaciones						
1997-1996	0.13	-0.04	0.09	0.04	0.10	-0.04	-0.046
1998-1997	-0.16	-0.16	-0.21	-0.11	0.05	-0.16	-0.155
	<u>Gasolina premium</u>						
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
	Variaciones						
1997-1996	0.18	-0.01	0.11	0.26	-0.14	0.01	-0.012
1998-1997	-0.26	-0.41	-0.07	-0.06	-0.49	-0.20	-0.167

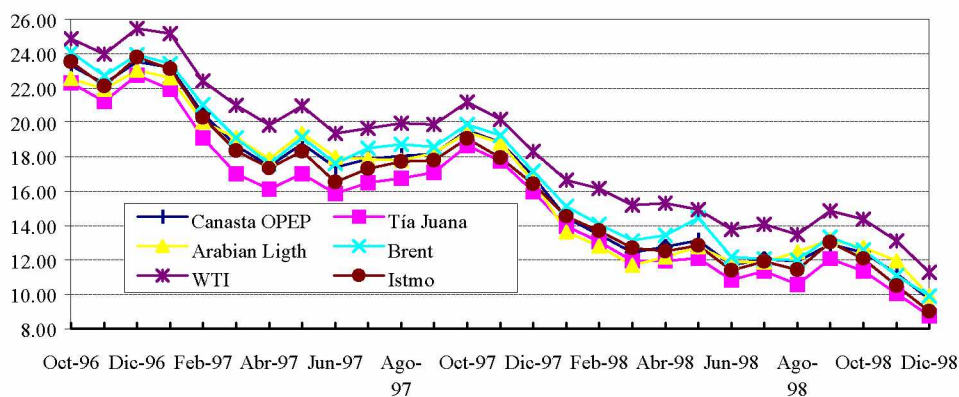
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.Nota: Precios promedio en ciudad capital.

## II. EL MERCADO MUNDIAL DEL PETRÓLEO EN 1998

Por segundo año consecutivo los precios del petróleo continuaron cayendo en forma dramática (véase el gráfico 5). La baja se observó durante casi todo el año, con excepción de los meses de mayo y septiembre, en razón a los típicos movimientos estacionales que anteceden a la demanda de productos petroleros durante el verano y el invierno. En términos reales los precios se aproximaron a los que prevalecían hace 25 años, antes del primer choque petrolero de 1973.

En diciembre de 1998 la canasta de crudos de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) se cotizó, en promedio, en 9.7 dólares por barril, es decir, 59% por debajo del precio máximo alcanzado dos años antes, y 42% con respecto a finales de 1997 (véase el cuadro 6); el precio anual promedio de dicha canasta descendió 34.3%. Para los crudos Arabian Ligth (34.2°API) y Tía Juana (32.4°API), la pérdida de valor fue similar, aunque ligeramente más pronunciada para el primero (34.8% y 34.2%, respectivamente); la caída para el barril del crudo West Texas Intermediate (WTI) (40.0°API) fue menos importante (30.2%). Por su parte, el precio del crudo mexicano Istmo (32.8°API) descendió un 33.8% y se cotizó en sólo 12.1 dólares en 1998.

Gráfico 5  
EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL PETRÓLEO  
(dólares por barril)



Fuente: OPEC, *Bulletin*, varios años.

La principal causa de esta tendencia a la baja en los precios del petróleo fue la persistencia de una oferta abundante y una demanda débil de hidrocarburos. El desequilibrio de estas variables fundamentales se agudizó aún más durante 1998, pues si en 1997 dicha diferencia se situó en 1.1 millones de barriles diarios, en 1998 alcanzó 1.4 millones de barriles diarios, lo cual significó un aumento del 27% (véase el cuadro 7). Las máximas diferencias en 1998 ocurrieron tanto en el primer trimestre, en que la oferta excedió a la demanda en 2.2 millones de barriles —es decir, 3%—, como durante el segundo trimestre, cuando fue superior en 3.3 millones de barriles diarios, equivalentes a un excedente del 4.6%. Este fenómeno se tradujo en un fuerte crecimiento de los niveles de inventario; así, en octubre, los inventarios industriales de la OCDE eran de 124 millones de barriles



por encima del nivel alcanzado un año antes, y de 235 millones de barriles más que en octubre de 1996.<sup>11</sup> Se estima que la capacidad de producción ociosa ascendió a 5 millones de barriles diarios.

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

	1997			1998						
	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.
Canasta OPEP	19.54	18.84	16.84	14.42	13.45	12.41	12.76	13.14	11.67	12.06
Tía Juana (32.4°)	18.63	17.75	15.96	13.95	13.05	11.95	11.93	12.08	10.81	11.32
Arabian Lighth (34.2°)	19.42	18.81	16.58	13.61	12.80	11.67	12.18	12.73	11.88	11.87
Brent (38.0 °)	19.88	19.24	17.14	15.10	14.04	13.11	13.43	14.41	12.16	12.05
WTI (40°)	21.15	20.19	18.29	16.63	16.15	15.17	15.29	14.91	13.74	14.05
Istmo (32.8°)	19.04	17.92	16.41	14.53	13.68	12.66	12.51	12.84	11.37	11.89
									Variaciones	
			1998				1997	1998	1998-	1998-
	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.				1997 a/	1997 b/
Canasta OPEP	11.89	12.91	12.41	11.19	9.69		18.68	12.28	6.40	-34.3
Tía Juana (32.4°)	10.56	12.07	11.33	10.03	8.74		17.38	11.44	5.94	-34.2
Arabian Lighth (34.2°)	12.48	13.17	12.72	11.92	9.90		18.71	12.20	6.51	-34.8
Brent (38.0 °)	11.98	13.33	12.58	11.08	9.90		19.06	12.71	6.35	-33.3
WTI (40°)	13.44	14.85	14.36	13.10	11.26		20.56	14.36	6.20	-30.2
Istmo (32.8°)	11.42	13.03	12.06	10.49	9.01		18.26	12.08	6.18	-33.8

Fuente: *OPEC Bulletin*, varios números.

Nota. La densidad de los crudos está referida al sistema del *American Petroleum Institute*.

a/ Absoluta.

b/ Porcentual.

Ahora bien, la caída en la tasa de crecimiento de la demanda se explica, en primer lugar, por la continuación de la crisis financiera en Asia, que ha incidido en el mercado de petróleo más dinámico del mundo:<sup>12</sup> el crecimiento del consumo en esa región (sin contar con Japón) fue de 100 000 barriles diarios en 1998, cuando un año antes había sido de 800 000 barriles. Por otro lado, también influyó un invierno (1997/1998) excepcionalmente benigno en el hemisferio norte, a causa del fenómeno El Niño.

<sup>11</sup> Para tener una idea de la magnitud de los inventarios, basta decir que la reducción del almacenamiento al nivel de junio de 1996 implicaría mantener un déficit de producción de 1 millón de barriles diarios durante casi un año.

<sup>12</sup> Entre 1985 y 1997 el consumo asiático de petróleo (excluido Japón) aumentó 140%, contra sólo 20% en los países de la OCDE.

Cuadro 7

## EVOLUCIÓN DEL MERCADO MUNDIAL

(Millones de barriles por día)

	1994	1995	1996	1997	1998	1998				1998/1997 97 (MMb)	1998/1997 (porcentajes)
						IT	2T	3T	4T		
Demanda	68.3	69.7	71.4	73.4	73.6	74.1	72.1	73.1	75.1	0.2	0.3
OCDE	44.4	44.9	45.9	46.6	46.6	47.1	45.0	46.4	47.7	0.0	0.0
Resto del mundo	28.3	29.3	30.2	31.9	27.0	27.0	27.1	26.7	27.4	-4.9	-15.4
Oferta	68.5	69.8	71.9	74.5	75.1	76.4	75.4	73.9	74.5	0.6	0.8
OPEP	24.6	25.0	25.7	27.2	27.7	28.4	28.1	27.3	27.2	0.5	1.8
Otros a/	43.6	44.7	45.7	46.2	47.4	48.0	47.3	46.6	47.3	1.2	2.6
Diferencia b/	0.2	0.1	0.5	1.1	1.4	2.2	3.3	0.9	-0.6	0.3	27.3
Inventarios de la OCDE (MMb) c/	5 560	5 605	5 520	5 554	5 820	5 721	5 688	5 898	5 972	266	4.8

Fuente: OPEC Bulletin, varios números.

Nota: MMb = millones de barriles.

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

b/ Cambios en almacenamiento y destino no identificado.

c/ Inventarios iniciales; no incluye países con economía en transición.

Con el fin de detener el desplome de los precios, Arabia Saudita, México y Venezuela decidieron, durante la reunión que sostuvieron en Riad, Arabia Saudita, el mes de marzo de 1998, recortar su producción en 600 000 barriles diarios, a partir del 1 de abril. Otros productores se sumaron a esa iniciativa, gracias a lo cual se consiguieron recortes por un total de 1.5 millones de barriles diarios. Luego de varios encuentros, se llegó al acuerdo de retirar del mercado un total de 3.1 millones de barriles diarios a partir del 1 de julio, en una acción concertada por la OPEP (-2.6 millones de barriles), México (-200 000 barriles), Rusia (-100 000 barriles) y otros productores (-50 000 barriles). Esos recortes representaron alrededor del 4% de la oferta global de crudo. El grado de cumplimiento por parte de la OPEP, que limitó su producción a 24.38 millones de barriles al día, alcanzó el 80% entre julio y diciembre, siendo Irán el país con menor grado de cumplimiento, por su inconformidad con los niveles de reducción en la producción decididos en el seno de la organización. Iraq quedó excluido del acuerdo y para el segundo semestre ya estaba produciendo 2.4 millones de barriles diarios, utilizando casi la totalidad de su capacidad de producción.<sup>13</sup>

La reducción concertada de la producción y el crecimiento de la demanda en la OCDE en los últimos meses del año comenzaron a dar sus frutos: durante el tercer trimestre el diferencial entre oferta y demanda se redujo sensiblemente, y ya para el cuarto trimestre la demanda fue, por primera vez en mucho tiempo, superior a la oferta (0.8%). Sin embargo, el excedente de los meses anteriores era demasiado importante, por lo que los precios siguieron su camino descendente, hasta tocar fondo en diciembre.

La fiebre de fusiones y adquisiciones en la industria petrolera se intensificó en 1998, cuando el descenso anteriormente mencionado de los precios del crudo condujo a las grandes empresas a

<sup>13</sup> Véase Banamex, División de Estudios Económicos y Sociales (1999), *Informe Sectorial No. 34*, México D. F., marzo.

recortar costos e inversiones. De hecho, se observaron las más grandes fusiones de todos los tiempos. Por un lado, Exxon y Mobil, los dos primeros grupos petroleros estadounidenses, se unieron en una operación estimada en 77 000 millones de dólares, para dar nacimiento a la empresa petrolera más grande del mundo (238 000 millones de dólares), por delante de Shell. Por otro lado, British Petroleum (BP) y Amoco procedieron de la misma manera, convirtiéndose así en la tercera compañía petrolera (146 000 millones de dólares); el costo de la fusión se elevó a 48 200 millones de dólares. También se unieron Total y Fina por un monto de 11 800 millones de dólares, erigiéndose como la cuarta empresa más grande. Las megafusiones también alcanzaron a la industria petrolera de servicios: Halliburton/Dresser, Baker Hughes/Western Atlas y Schlumberger/Camco.

A su vez, el New York Mercantile Exchange (Nymex) y el International Petroleum Exchange (Londres), los dos especialistas mundiales en contratos petroleros a futuro, estudian la posibilidad de fusionarse para crear el primer mercado mundial de energía.

Con respecto a la calidad de los carburantes, conviene mencionar que el Parlamento Europeo aprobó nuevas normas, entre ellas las siguientes. En el año 2000 la comercialización de gasolina con plomo estará prohibida; el contenido en azufre de la gasolina no deberá pasar de 150 partes por millón (ppm), contra 500 ppm permitidas actualmente, y ese piso caerá a 50 ppm en el año 2005. Para el diesel el valor límite será de 350 ppm en el año 2000 y 50 ppm en 2005.

### III. LA COOPERACIÓN REGIONAL EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Los avances logrados en el Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania, gracias a la activa participación de la Secretaría del CCHAC y de las Direcciones Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes, sentaron las bases para la consecución de una serie de nuevos proyectos destinados al subsector hidrocarburos, todos encaminados a fortalecer la integración y la armonización de los mercados nacionales.

#### 1. Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos, Fase VI

La 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 1998 se continuó ejecutando la fase VI, mediante las siguientes actividades.

##### a) Apoyo a las iniciativas de coordinación y armonización

Los Directores Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes, la Secretaría del CCHAC y la CEPAL continuaron participando activamente en la negociación con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del proyecto de armonización e integración de los mercados de hidrocarburos en América Central, aprobado en la reunión del Grupo Consultivo Regional realizada en Bruselas en octubre de 1997. Parte importante de dichas negociaciones fue la preparación de los documentos para el comité de donantes del BID, los cuales fueron discutidos en las reuniones de México, en febrero, en ocasión de la presentación del estudio de prefactibilidad del gasoducto regional México – Istmo Centroamericano; de Managua, en marzo, en ocasión de la reunión de representantes de México y América Central sobre el gasoducto regional, y de College Station, en mayo, en ocasión del seminario taller sobre calidad de combustibles.

Adicionalmente, la agencia alemana GTZ y la CEPAL, en coordinación con la Secretaría del CCHAC, organizaron un seminario ZOPP para definir la matriz de planificación del proyecto de uso racional de hidrocarburos y protección ambiental, el cual se realizó en la ciudad de México, en febrero de 1998 (posterior a la reunión de presentación del estudio de prefactibilidad del gasoducto regional).

##### b) Informes estadísticos del subsector hidrocarburos

En febrero de 1998 la CEPAL publicó los informes estadísticos correspondientes al primer semestre de 1997, y en agosto de 1998 el informe estadístico anual 1997. Con la entrada de nuevos actores en los mercados nacionales, y como resultado de los procesos de reforma del subsector, la recolección de los datos se ha vuelto más compleja, lo que ha representado un mayor esfuerzo tanto para las Direcciones Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes como para la CEPAL.

**c) Informe anual sobre la situación del abastecimiento petrolero en el Istmo Centroamericano**

Los funcionarios de la CEPAL y los consultores del proyecto prepararon el informe anual de abastecimiento de hidrocarburos 1997, con base en los datos proporcionados por las Direcciones Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes; el informe fue publicado en septiembre de 1998, incluyendo un capítulo especial sobre el avance de las reformas.

**d) Seminario sobre temas de importancia para el subsector hidrocarburos**

Un seminario sobre calidad de combustibles se llevó a cabo en las instalaciones de la Universidad Texas A&M, en College Station, Texas, en mayo de 1998. En él participaron tres delegados por cada país, además de un número elevado de conferencistas provenientes de dicha universidad o de la industria petrolera.

**e) Reunión regional anual del proyecto**

La X Reunión Regional del Proyecto se llevó a cabo en la ciudad de Guatemala, Guatemala, los días 8 y 9 de octubre de 1998, con la participación de representantes de los seis países de la región, funcionarios de la CEPAL y el BID, así como del consultor internacional del proyecto. En la reunión los Directores revisaron el grado de avance de diferentes proyectos con la agencia alemana GTZ. En ese sentido, aprobaron el programa de actividades de la VI fase del Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania, hasta su finalización, en junio de 1999, así como el del estudio de suministro de gas natural de Colombia y Venezuela al Istmo Centroamericano, el cual se realiza dentro del Convenio OLADE/CEPAL/GTZ. Ahora bien, con respecto al proyecto *Uso racional de hidrocarburos y protección ambiental*, los Directores aprobaron el programa tentativo para 1999, condicionado a la firma del convenio respectivo y la recepción de los fondos. Con respecto al perfil del proyecto de *Armonización del marco regulatorio y técnico para el suministro de GLP en los países del Istmo Centroamericano y República Dominicana*, también presentado a la GTZ, se tomó la decisión de proporcionar toda la información solicitada por dicha agencia, para lograr la aprobación final.

## **2. Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ sobre energía y desarrollo económico**

La Sede Subregional de la CEPAL en México ha venido realizando una serie de actividades sobre el tema de la introducción del gas natural en el Istmo Centroamericano algunas de las cuales han formado parte del Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ. El año pasado se efectuaron las siguientes acciones.

**a) Estudio de prefactibilidad del gasoducto regional México - Istmo Centroamericano**

La Sede Subregional de la CEPAL elaboró durante 1997, dentro del proyecto mencionado, el estudio de prefactibilidad del gasoducto regional México - Istmo Centroamericano. En febrero de 1998, la CEPAL presentó dicho estudio a las autoridades de los siete países, así como a los organismos bilaterales y multilaterales y a la industria de gas, en un seminario realizado en la ciudad de México. Posteriormente, en marzo de ese mismo año, delegados de los siete países se reunieron en Managua, Nicaragua, para presentar sus comentarios relacionados con el estudio.

La promoción y divulgación del informe completo del estudio de prefactibilidad ha estado bajo la responsabilidad de la Secretaría del CCHAC. Más de 15 empresas solicitaron al CCHAC el mencionado estudio durante 1998.

**b) Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia al Istmo Centroamericano**

Para dar respuesta a la solicitud de los seis países de América Central, presentada durante la reunión de Managua, en marzo de 1998, la Sede Subregional de la CEPAL inició en 1998 el estudio del suministro de gas natural al Istmo Centroamericano, proveniente del sur. En ese sentido, se contrató un consultor para que elaborara un estudio sobre la oferta exportable de gas natural de Colombia. El resto de actividades se ejecutaría en 1999.

**3. Proyecto BID/FOMIN/CEPAL para la armonización e integración del mercado de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano**

El BID, con cargo a los recursos de la Facilidad de Cooperación Técnica del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), aprobó en agosto de 1998 el financiamiento de una cooperación técnica no reembolsable a beneficio de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, representadas en el Comité de Cooperación de Hidrocarburos para América Central (CCHAC). Dicha cooperación tiene como objetivo la ejecución del proyecto *Armonización e integración del mercado de hidrocarburos para el Istmo Centroamericano*. Para tal fin, en octubre de 1998 el BID firmó una carta convenio con la CEPAL, la cual actúa como organismo ejecutor.

El objetivo específico del proyecto es promover las condiciones que conduzcan a la armonización e integración del mercado de hidrocarburos en los países del Istmo, lo que brindará un mercado más eficiente y competitivo. Con esto se espera atraer nuevas inversiones de empresas, tanto existentes como entrantes.

Durante el período en referencia se llevaron a cabo las siguientes actividades:

**a) Acciones iniciales**

Los días 8 y 9 de octubre de 1998 se realizó la I Reunión de la Comisión Directiva del Proyecto, en la ciudad de Guatemala, Guatemala, con la participación de los Directores Generales de Hidrocarburos o equivalentes de los seis países, así como de funcionarios del BID y de la CEPAL. En esta reunión se aprobaron los mecanismos operativos del proyecto, el programa de actividades y el cronograma detallado para el primer año de ejecución.

El inicio oficial del proyecto se dio con la firma del Convenio entre el Banco y la CEPAL, ratificado por la Secretaría del CCHAC el 14 de octubre de 1998, así como con la recepción del Fondo Rotatorio en la segunda quincena de noviembre del mismo año.

**b) Contratación de un miembro del Panel Asesor**

Con base en las resoluciones de la Primera Reunión de la Comisión Directiva del Proyecto, relacionadas con la contratación de un primer asesor para apoyar el inicio del proyecto, por un tiempo muy limitado, la CEPAL preparó los términos de referencia correspondientes, los cuales fueron remitidos a la sede del Banco. Una vez aprobados por el BID, se informó de ello a los países. A continuación la CEPAL preparó la lista corta de candidatos, aprobada después por la sede del Banco y los países, de forma que se procedió a la contratación de dicho asesor.

#### **4. VI Reunión del CCHAC**

La VI Reunión anual del CCHAC se llevó a cabo en la ciudad de Guatemala, Guatemala, el día 9 de octubre de 1998. En ella, los Directores Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes revisaron el grado de avance de las diferentes iniciativas de cooperación en el Istmo Centroamericano. Adicionalmente se realizó el traslado de la Secretaría Protémpore de ese organismo, del Instituto Nicaragüense de Energía a la Dirección General de Hidrocarburos y Minas del Ministerio de Economía de El Salvador. Los delegados expresaron su reconocimiento a las personas que tuvieron bajo su cargo esa Secretaría mientras estuvo en Nicaragua. Asimismo, se encargó a la nueva Secretaría continuar con la promoción y venta del estudio de prefactibilidad del gasoducto regional México - Istmo Centroamericano.

#### **IV. LOS AVANCES EN LA TRANSFORMACIÓN DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS**

Los países de la región continuaron durante 1998 con sus esfuerzos para transformar el subsector, consolidando en algunos casos los cambios iniciados en años anteriores. A continuación se presenta un resumen sobre los principales eventos acaecidos en el subsector hidrocarburos de los países de la región durante 1998.

##### **1. Costa Rica**

La importación y refinación de petróleo crudo, así como la importación y distribución a granel de derivados, son actividades a cargo de la paraestatal Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). Se han dado algunos cambios en el subsector, resultado de la aplicación de los Reglamentos para la Regulación del Transporte y Acarreo de los Derivados del Petróleo (Decreto No. 24813 del 23 de noviembre de 1995) y para la Regulación del Sistema Nacional de Comercialización de Combustibles (Decreto No. 24865 del 20 de diciembre de 1995), los cuales dictan un conjunto de medidas destinadas a facilitar la participación del sector privado en el transporte, la distribución y el almacenamiento del petróleo y sus derivados.

Referente a las actividades de exploración, se registraron importantes acciones. En el mes de julio el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) firmó la "Apertura de la Adjudicación" de cuatro lotes para la exploración petrolera, dos terrestres y dos marinos, que corresponden a un total de 5 600 kilómetros cuadrados en la provincia de Limón. La adjudicación se hizo a la firma MKJ EXPLORACION Inc., empresa que se propone realizar una inversión de 2 millones de dólares para dos pozos de 1 500 m cada uno y sísmica tridimensional. La firma estadounidense ganó la licitación pública que abrió el MINAE desde el 14 de febrero de 1998, con el fin de dar en concesión 15 bloques terrestres y 10 marinos, en diferentes puntos del territorio nacional.

En cuanto a ampliaciones de almacenamiento, se instalaron dos esferas para gas licuado en la refinería Moín, con una capacidad nominal de 3 975 m<sup>3</sup> (25 000 barriles) cada una. Por otra parte, se evaluó la reubicación del Plantel Aeropuerto Juan Santamaría, en manos de RECOPE desde hace 25 años. El costo de este proyecto asciende a 6 millones de dólares, inversión que no puede realizar la paraestatal, principalmente por los límites de endeudamiento que le ha fijado la Autoridad Presupuestal. Por esa razón, la Junta Directiva de RECOPE acordó, en el mes de agosto de 1998, la concesión del servicio de carga de combustibles de aviación en el aeropuerto, la cual se hará efectiva en el año 2000.

En los aspectos de la gestión administrativa, se lleva a cabo un proceso de reestructuración de RECOPE y paralelamente se realiza un estudio integral de puestos, que permitirá adoptar durante 1999 un modelo organizacional más eficiente.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) ha continuado ejerciendo las funciones de su competencia, entre las que se encuentran la fijación de los precios de productos y la revisión de la calidad de los servicios al consumidor. Se registraron acciones específicas de la ARESEP para el cumplimiento de las resoluciones en materia de precios por parte de las empresas



distribuidoras de GLP. En este segmento del mercado se reporta un mayor dinamismo, como resultado de la entrada de dos nuevos actores (UNIGAS y ELF).

La dinámica del mercado se refleja en la construcción y remodelación de nuevas estaciones de servicio. No obstante lo anterior, se percibe que muchos pequeños empresarios tienen dificultades para llevar a cabo el adecuado mantenimiento y remodelación de sus estaciones. Por ejemplo, dentro de las supervisiones efectuadas por el MINAE, en el mes de septiembre de 1998 fueron cerradas tres gasolineras, y varias se encuentran en proceso de sanción. En el rubro del transporte, se ha postergado la ampliación del poliducto de RECOPE. El Ministerio de Obras Públicas y Transporte elaboró un nuevo reglamento para el transporte de sustancias peligrosas, el cual varía las rutas y horarios en que circulan los carros-tanque en el país.

## 2. El Salvador

De acuerdo con el marco vigente, el Ministerio de Economía, por medio de la Dirección de Hidrocarburos y Minas, mantiene sus funciones de ente regulador y encargado de la fiscalización del subsector, correspondiéndole la supervisión del Sistema de Precios de Paridad de Importación (la última modificación fue el Acuerdo No. 519, del 24 de agosto de 1998). Por otra parte, siguen vigentes la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo y su reglamento (aprobados en 1970 y 1973, respectivamente), cuyo cumplimiento está bajo la supervisión de la Dirección de Protección del Consumidor, también dependencia del Ministerio de Economía.

Durante 1998 fueron aprobadas las normas y especificaciones de calidad de combustibles. Asimismo, se han elaborado nuevos anteproyectos para las Leyes de Comercialización y de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, los cuales serán enviados a la Asamblea Legislativa por el nuevo gobierno, que recientemente tomó posesión. Ante la ausencia de una ley marco para la exploración, no se han realizado actividades en dicho segmento; no obstante, existe interés de varias petroleras por iniciar operaciones en el país, centrando su atención principalmente en oportunidades mar adentro.

A los grandes importadores que tradicionalmente han servido al mercado petrolero del país se han sumado dos importantes actores, las empresas Coastal (operando desde 1995 y cuyo principal giro es la generación de electricidad), y Puma Energy (la cual inició sus operaciones en 1998 en su nueva terminal de Acajutla, con una capacidad de almacenamiento de 2 x 55 000 barriles, destinados para diesel). Estas dos empresas están incursionando básicamente en el mercado industrial (grandes consumidores); por lo tanto, es en este sector donde se está dando la mayor competencia y donde también se empieza a percibir la coordinación regional, con nuevos actores que han entrado a los países vecinos, por ejemplo Copensa (instalada en Guatemala, alrededor de 100 km de la frontera con El Salvador), Glencore y Mobil (empresas de larga trayectoria en comercialización de combustibles, que han establecido contratos con las firmas almacenadoras de las zonas francas en Panamá).

No obstante el gran crecimiento registrado en el consumo de derivados para el transporte automotor, son pocas las nuevas estaciones de servicio. Resulta más evidente la remodelación y ampliación de las gasolineras existentes y la incursión o asociación de éstas con servicios de alto valor agregado, como son las tiendas de conveniencia. Por otro lado, persiste el problema del subsidio cruzado al diesel para el transporte público y los insuficientes controles, que no permiten asegurar el correcto destino de la mayor parte de dicho combustible.

### 3. Guatemala

Las actividades petroleras en Guatemala están regidas, en los segmentos *downstream*, por la Ley de Comercialización de Hidrocarburos (decreto 109-97 del 26 de noviembre de 1997), la cual cubre los aspectos relacionados con la importación, refinación y transformación, almacenamiento, transporte, estaciones de servicio y expendios del petróleo y sus derivados. Las actividades *upstream* son regidas por la Ley de Hidrocarburos (Decreto 109 de 1983). La aplicación de ambas leyes está encomendada al Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Hidrocarburos.

Dentro de la estrategia para la promoción de inversiones en la exploración iniciada hace algunos años, en 1998 salieron a concurso y fueron adjudicadas siete áreas (seis para exploración y una para explotación). Las reservas probadas del país serían del orden de 526 millones de barriles, y las autoridades promueven un proceso de certificación para impulsar futuras actividades de explotación. La producción de petróleo alcanzó la cifra récord de 9 304 miles de barriles (25.5 millones de barriles diarios) durante 1998, casi en su totalidad explotada por la firma Basic Resources, y sólo una pequeña parte por la empresa CGC.

Asimismo debe mencionarse la creciente oposición de las organizaciones ambientalistas hacia las actividades de exploración y explotación, situación que se complica por la cercanía o coincidencia con zonas de rica biodiversidad, algunas de ellas clasificadas como áreas protegidas.

Por tratarse de petróleos pesados, con baja gravedad específica, sus mercados son poco atractivos. Han sido factores clave para el desarrollo de esta industria la minirrefinería La Libertad (propiedad de la empresa Basic), que empezó sus operaciones en 1995, y el inicio del proceso de desgravación arancelaria para los asfaltos, acordada por los Ministros de Economía de Centroamérica en 1996,<sup>14</sup> los cuales han favorecido el comercio regional de estos productos petroleros del país.

En cuanto a las actividades relacionadas con el suministro interno de hidrocarburos, se observa un fuerte dinamismo, a partir de las primeras acciones para la liberalización del mercado. A las tres grandes transnacionales que tradicionalmente habían servido al mercado nacional (Esso, Shell y Texaco), y a las nuevas empresas (Liquisa, Quinta Compañía, Cemasa, Alkawenker, la destiladora de alcoholes Darsa, los generadores independientes o autoprodutores de electricidad, como son los casos de Enron, la siderúrgica Sidegua y algunos ingenios), se incorporó el año pasado Copensa. Esta firma, que inició operaciones en noviembre de 1998, está dedicada a la importación y comercialización de combustibles, y ha instalado tanques de almacenamiento de gasolinas (2 x 20 000 barriles para super y 2 x 20 000 barriles para regular), diesel (2 x 55 000 barriles), y *fuel oil* (2 x 55 000 barriles). Dichas instalaciones están ubicadas en el Puerto de San José, contiguo a las instalaciones de Esso y Shell. Las operaciones son en *rack* y están dirigidas hacia el mercado en general, sin preferencia por ninguna marca.

Sobre la entrada de nuevos combustibles, en 1998 la cementera inició las importaciones de carbón, actividad que habrá de repuntar en el 2000 con la entrada de la primera carboeléctrica. En ambos proyectos ha jugado un papel importante la reactivación de los ferrocarriles, recientemente

---

<sup>14</sup> La Resolución No. 24-96 del Consejo de Ministros Responsables de la Integración Económica y el Desarrollo Regional (COMRIEDRE) establece la modificación de la lista de mercancías sujetas a Regímenes Especiales (Anexo A), de conformidad con el Tratado General de la Integración Económica, autorizando el libre comercio intrarregional de los solventes minerales (partida 2710.00.1) y los asfaltos (partida 2713.20.00).

concesionados a una firma estadounidense. Sobre un posible uso de la orimulsión para la generación eléctrica, las pruebas efectuadas hasta la fecha no han sido concluyentes.

#### 4. Honduras

El proceso de reforma del subsector hidrocarburos en Honduras comenzó en 1992, mediante un mecanismo de ajuste automático de precios basado en el concepto de paridad de importación, pero tomando en cuenta los precios *posting* del Caribe. A partir de esa fecha, en adición a Texaco se han venido incorporando nuevos actores en la comercialización de combustibles: la empresa distribuidora Dippsa y sus empresas importadoras Petrotela (en Tela, en el Atlántico) y Petrosur (en San Lorenzo, en el Golfo de Fonseca). Tres empresas privadas han obtenido licencias para importar directamente el combustible utilizado en sus plantas generadoras de electricidad: Elcosa y Lufussa, que utilizan la infraestructura de almacenamiento de Texaco (en Puerto Cortes) y Petrosur, respectivamente, y EMCE, que alquila una terminal municipal localizada en Puerto Cortés. Este último operador ha negociado con Glencore (establecido en Panamá, desde donde coordina sus operaciones regionales al Istmo) condiciones muy favorables para el suministro del diesel, a tal punto que ya ha logrado una posición importante en las ventas de diesel y *fuel oil* al sector industrial.

Durante 1998 fue aprobada la “Ley de Estímulo a la Producción, a la Competitividad y Apoyo al Desarrollo Humano” (Decreto No. 131-98), la cual, en su sección III, modifica la fórmula de fijación de los precios internos de los derivados, convirtiendo el componente denominado Diferencial de Precios del Petróleo en un aporte vial que se utilizará para la conservación de las carreteras y para la atención de programas sociales. Este aporte únicamente se aplica a las gasolinas, el diesel, el búnker y los combustibles de aviación.

En apoyo al anterior decreto fue creada la Unidad Técnica del Petróleo y todos sus Derivados (UTP), como una dependencia de la Subsecretaría de Recursos Naturales y Energía, con las atribuciones de revisar la aplicación del Sistema de Precios de Paridad de Importación (SPPI) y dar seguimiento a las tendencias del mercado internacional de los productos petrolíferos, así como a los costos, márgenes y calidades en la industria petrolera nacional (Decreto PCM-013-98 del 23 de junio de 1998). En la práctica la UTP ha absorbido la mayor parte de las funciones de la Comisión Administradora del Petróleo (CAP); sin embargo, aún son limitadas sus funciones para una supervisión adecuada del subsector hidrocarburos. La CAP ha dejado de operar, pero formalmente no se ha dictado ninguna disposición para su disolución.

En octubre de 1998 fue aprobado el Acuerdo No. 198-98, por medio del cual se modificó parcialmente el Artículo 6, literal a) del Acuerdo 131-98 en lo que respecta específicamente al margen de comercialización del distribuidor mayorista del GLP, estableciendo un valor de 17%; asimismo, mediante los Acuerdos 199-98 y 201-98, se modificó la tarifa de flete terrestre de los combustibles derivados del petróleo, definiendo el costo por kilómetro recorrido en 18.0792 lempiras, para un promedio transportado de 8 000 galones.

El huracán Mitch, que asoló la región a finales del mes de octubre y primeros días de noviembre de 1998, causó cuantiosas pérdidas humanas y materiales, así como graves daños a la economía del país. El 30 de octubre fue decretada la situación de emergencia y se tomaron varias medidas para preservar los precios de los productos esenciales, entre ellas un programa para la estabilización de precios de los combustibles. Este programa equiparó dichos precios a los vigentes al 18 de octubre, y creó un fondo para compensar las variaciones; además, se modificó el margen de comercialización de los distribuidores

mayoristas, a 4.2% para la kerosina y el diesel, y a 5% para la gasolina regular y la gasolina superior. No obstante que la infraestructura petrolera no tuvo daños directos mayores, indirectamente sí se ha visto afectada, especialmente por el deterioro de la infraestructura vial, lo cual ha complicado la logística del transporte.

## 5. Nicaragua

El marco legal del subsector está conformado por la Ley de Suministros de Hidrocarburos (Ley No. 277, de enero de 1998), la Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Ley No. 286 de junio de 1998) y los reglamentos respectivos a las anteriores leyes (Decretos No. 38-98 y No. 43-98, de mayo y junio de 1998). La primera ley trata los aspectos relacionados con licencias y autorizaciones, las normas y especificaciones de calidad, la seguridad y protección al medio ambiente, el tratamiento de casos de emergencia y planes de contingencia, la promoción de la competencia, el régimen tributario y las disposiciones administrativas. La segunda ley establece las condiciones para los permisos, los contratos de exploración y explotación, los cánones y regalías, las medidas de seguridad y protección del medio ambiente y el transporte y almacenamiento.

Sobre el tema de explotación, durante 1998 se otorgó a una firma noruega el permiso para exploración y reconocimiento superficial en varias zonas en la costa atlántica, el cual incluirá el levantamiento de 5 000 kilómetros de líneas sísmicas. Además, la Dirección General de Hidrocarburos está preparando las condiciones necesarias para la apertura de áreas a la exploración petrolera por empresas interesadas, las cuales serán convocadas mediante la primera ronda de licitación internacional del país, que se realizará durante el primer semestre del año 2000.

Ha habido mucho dinamismo en el mercado de los grandes consumidores, principalmente los generadores de electricidad. La empresa Esso ha ganado las licitaciones para el suministro de *fuel oil*, por un año, a la Planta Nicaragua de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (Enel); asimismo, suministra el mismo combustible a la central de generación de Anfels (desde 1997). Dos nuevos generadores independientes estaban construyendo sus instalaciones e iniciarán operaciones en 1999: Tipitapa Power/Coastal y la Empresa Energética de Corinto (Enron), que importará directamente sus propios combustibles.

En cuanto al GLP, la principal gasera que opera en el país (Tropigas) ha tenido dificultades para obtener los permisos ambientales para construir una terminal marítima; no obstante, a finales de 1998 puso en marcha la operación de dos lanchones, que descargan en boyas en Puerto Sandino.

A mediados de 1998, la empresa Zeta Gas de Nicaragua, S. A. inició operaciones de comercialización de GLP, estableciendo un contrato de suministro y envasado con la planta de gas de PETRONIC, mientras se encuentra en proceso de construcción de su propia planta de almacenamiento y llenado de cilindros, con capacidad inicial para almacenar 80 000 galones de GLP, ubicada al occidente de la capital, la cual entrará en operaciones durante 1999.

## 6. Panamá

El marco legal para las actividades del subsector hidrocarburos está establecido en la ley de creación de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH),<sup>15</sup> en los decretos para la liberalización del mercado petrolero,<sup>16</sup> y en el contrato con la compañía Texaco para la Refinería Panamá.<sup>17</sup> En 1997 se creó la Comisión de Política Energética (CPE),<sup>18</sup> y fue conformada a inicios de 1999.

En 1996 fue creada la Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor (CLICAC),<sup>19</sup> la cual tiene entre sus funciones realizar estudios sobre el comportamiento del mercado, a fin de detectar distorsiones en el funcionamiento de la economía de mercado que afecten a los consumidores y propiciar la eliminación de tales prácticas.

La generación eléctrica ha generado una interesante dinámica en la importación de combustibles. Debe mencionarse en este sentido la eliminación de los aranceles para combustibles destinados a la generación eléctrica, y las posibilidades de exportar electricidad hacia tres países del mercado centroamericano. Además de Petroterminales (PTP), que opera las instalaciones del oleoducto transístmico, se han instalado ENRON (que recientemente adquirió el plantel de la termoeléctrica Bahía de las Minas), Petroeléctrica (filial de PTP) y Copesa.

El mercado de hidrocarburos del país sigue mostrando una gran dinámica, cimentada en buena medida en el tamaño de la infraestructura petrolera y portuaria, las actividades canaleras, los incentivos para las zonas francas, las expectativas de desarrollo del país y el próximo traspaso de la administración del canal a Panamá. A la fecha hay siete zonas francas, con una capacidad de almacenamiento superior a 14 millones de barriles.

De esa cuenta, varias petroleras han efectuado contratos de almacenamiento en las zonas francas de Panamá y a partir de allí han apalancado sus operaciones regionales. Entre estas empresas, anteriormente se mencionó a Glencor, que ya opera en Honduras y Nicaragua. Otros usuarios de las zonas francas son Exxon, Mobil, BP, Enron, Arco, Shell, Coastal, Rio Energy, Chevron e Isthmean.

---

<sup>15</sup> La Ley No. 2 de 1982, y su modificación en la Ley No. 8 de 1987, que confieren a la DGH la potestad para fomentar la inversión privada en las actividades de exploración y explotación, así como regular y controlar los precios de los productos petrolíferos y coordinar las acciones para ejecutar la política nacional de hidrocarburos.

<sup>16</sup> Los Decretos de Gabinete Nos. 29 y 38, de 1992 y Nos. 4 y 14 de 1993, en los cuales se fijan los nuevos aranceles para la importación de derivados y se crean las zonas libres de petróleo.

<sup>17</sup> Ley No. 31, del 31 de diciembre de 1992, la cual otorgó a la Refinería inicialmente una tarifa de protección de 20% a los derivados del petróleo que se importen para el mercado doméstico y que pudieran haber sido producidos localmente. Esta tarifa decrece 1% anualmente hasta llegar a un mínimo de 5% para los productos limpios y 10% para el *fuel oil*, después de 15 y 10 años, respectivamente. Al mismo tiempo la empresa se obligó a invertir unos 84 millones de dólares en obras de expansión y modernización de la refinería, las cuales se concluyeron de acuerdo con lo programado.

<sup>18</sup> La CPE fue creada por la Ley No. 6, del 3 de febrero de 1997, con la finalidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector. Para los hidrocarburos y combustibles se establece claramente el ámbito de acción de esta comisión en la exploración, explotación, producción, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, refinación, exportación, importación, comercialización y cualquier otra actividad relacionada con petróleo y sus derivados, carbón, gas natural y demás fuentes de energía.

<sup>19</sup> Ley No. 29, del 1 de febrero de 1996, por la cual se dictan normas sobre la defensa de la competencia.