

**NACIONES UNIDAS
COMISIÓN ECONÓMICA
PARA AMÉRICA LATINA
Y EL CARIBE – CEPAL**



Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.685/Rev.1
25 de mayo de 2006

ORIGINAL: ESPAÑOL

**ISTMO CENTROAMERICANO: DIAGNÓSTICO
DE LA INDUSTRIA PETROLERA**

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	3
I. ASPECTOS INSTITUCIONALES DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS	5
A. INSTITUCIONES RELACIONADAS CON EL SUBSECTOR	5
1. Organización de los subsectores de hidrocarburos	5
2. Organismos regionales	11
B. ASPECTOS LEGALES	18
1. Aspectos generales de la legislación de hidrocarburos	18
2. Leyes sobre la defensa de los consumidores y la competencia	24
3. Aspectos generales de las leyes de medio ambiente	26
II. CONDICIONES DE BASE DE LA INDUSTRIA PETROLERA CENTROAMERICANA	31
A. OFERTA	32
1. Exploración, explotación y producción	32
2. Infraestructura existente	35
3. Características del suministro de hidrocarburos	50
B. CONSUMO	57
1. Consumo total	57
2. Consumo final	59
3. Consumo para la generación de electricidad	60
C. BALANCE DE DERIVADOS	61
1. Utilización de las refinerías	61
2. Balance de refinación	62

	<u>Página</u>
D. NORMAS Y ESPECIFICACIONES	64
1. Normas nacionales vigentes	64
2. Normas armonizadas dentro del proceso de Unión Aduanera	67
E. NUEVOS COMBUSTIBLES	68
1. Producción eléctrica con nuevos combustibles.....	69
2. Introducción del GLP en el parque automotor	71
3. Biocombustibles	72
4. Iniciativas para el mediano y largo plazos	72
III. ESTRUCTURA	74
A. GRADO DE CONCENTRACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA.....	74
1. Importación y refinación	74
2. Almacenamiento.....	83
3. Transporte.....	84
4. Distribución minorista de derivados líquidos.....	85
5. Distribución minorista de GLP.....	88
B. NUEVOS AGENTES EN LA INDUSTRIA	88
C. GRADO DE INTEGRACIÓN VERTICAL	89
D. BARRERAS A LA ENTRADA	92
1. Mercados nacionales	92
2. Mercado regional.....	96
IV. ESTRATEGIAS Y RESULTADOS.....	97
A. ESTRATEGIAS.....	97
1. Precios de los derivados	97
2. Otras estrategias empresariales.....	105

	<u>Página</u>
B. RESULTADOS	106
1. Nivel de competencia en los mercados nacionales.....	107
2. Los márgenes acumulados de las industrias petroleras locales.....	108
3. Eficiencia en los precios finales al consumidor	116
4. Capacidad institucional del Estado para supervisar los mercados de hidrocarburos	125
BIBLIOGRAFÍA	127
PÁGINAS DE INTERNET	131

RESUMEN

Durante la década de 1990, en todos los países del Istmo Centroamericano se llevaron a cabo significativas transformaciones en sus respectivos sectores energéticos, las cuales han permanecido hasta la fecha. Así, se crearon entes para el subsector petrolero, tanto de nivel normativo como regulatorio. En el ámbito regional se estableció el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC), en el que participan las instancias encargadas de la regulación del subsector.

Las facultades del Estado se han determinado, en su mayoría, sobre la base de una serie de leyes, decretos y acuerdos ministeriales, tanto para las actividades petroleras “corriente arriba” (*upstream*), como para las actividades “corriente abajo” (*downstream*). Tienen también incidencia en este subsector las leyes que se refieren al medio ambiente, así como las leyes antimonopolistas y de defensa de los consumidores.

Entre los aspectos técnicos de la industria petrolera de la subregión, debe señalarse que sólo Guatemala cuenta con producción de petróleo, mientras que las instalaciones de refinación únicamente existen en Costa Rica, El Salvador y Nicaragua, ya que las de los otros países cerraron en el pasado. La capacidad de almacenamiento en derivados de petróleo ha experimentado un crecimiento considerable. En general todos los países cuentan con una capacidad aceptable para almacenar tanto crudos como derivados. A fines del año 2004 se reportaban 2.833 estaciones en toda la región. El mayor número corresponde a Guatemala (1.010), seguido por Panamá (493), Honduras (379), El Salvador (376), Costa Rica (326), y Nicaragua (249).

En 2004 se importaron un total de 94.737.000 barriles de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano, 83,5% de los cuales correspondieron a derivados y sólo 16,5% a crudos. El valor total de esta importación fue de 3.948 millones de dólares, 23,3% superior a la del año anterior. Venezuela atendió 43,7% de las necesidades de hidrocarburos de la región, seguido de Estados Unidos, con 16,7%, Ecuador 6,1%, Chile 5,6% y Trinidad y Tabago con 3,5%.

El consumo total de derivados del petróleo en 2004 fue de 95,1 millones de barriles, lo que representó un incremento de 2,8% con respecto al año anterior. El consumo final de derivados de petróleo alcanzó casi 77 millones de barriles. El mayor mercado lo constituyó Guatemala (24,7%), seguido por Costa Rica (19,7%), El Salvador (17,2%), Panamá (15,3%), Honduras (14,2%) y Nicaragua (8,9%). Además, la producción de electricidad consumió 18,6 millones de barriles de derivados, 85,8% de los cuales correspondieron al búnker y 14,2% al diesel. Cabe destacar que el mayor consumo de derivados para la producción eléctrica se registró en Guatemala (29%), seguido por Honduras (25%), Nicaragua (17%), Panamá (14%), El Salvador (13%) y Costa Rica (1%).

A fin de determinar el grado de competencia del Istmo Centroamericano en la industria petrolera, se han analizado los índices de concentración en los diferentes segmentos de la cadena de abastecimiento, y el grado de integración vertical, entre otros. Al tomar en cuenta la participación de las empresas en la importación/refinación de hidrocarburos líquidos, en

Nicaragua y Panamá se tendría una situación de firma dominante, mientras que en Guatemala, El Salvador y Honduras se daría una estructura de oligopolio fuerte. En el caso de Costa Rica se observa una situación monopolista. En el segmento de almacenamiento se presentaría una situación muy similar por país, mientras que en las ventas en estaciones de servicio de combustibles líquidos se advierte una situación oligopolista muy marcada en varios países. Por otra parte, con la información disponible, un cálculo aproximado registra el alto grado de integración vertical que tienen las empresas petroleras que operan en el Istmo Centroamericano.

Para determinar el nivel y la estructura de los precios promedio durante 2004 y el primer semestre de 2005, los precios finales al consumidor de gasolina superior, regular y diesel se obtuvieron de sondeos efectuados. Estas encuestas fueron realizadas por las direcciones de hidrocarburos en estaciones de servicio en las ciudades capital. En los otros casos, se tomaron los valores definidos por los respectivos entes reguladores. Estos precios finales se desagregaron en tres rubros principales para cada producto: a) el precio de referencia cif, b) un factor agregado de todo tipo de impuestos, aranceles y recargos, entre ellos los que cubren subsidios cruzados entre combustibles, cuando éstos existan, y c) el margen acumulado o conglobado, el cual se refiere al agregado de los márgenes y costos asociados a lo largo de toda la cadena de abastecimiento, con excepción del precio de referencia cif. Durante el período analizado, Panamá presentó los menores precios de combustibles, seguido de El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Costa Rica y Honduras.

Otro factor relevante para este estudio se refiere al número de nuevos actores, lo cual permitiría verificar el nivel de los obstáculos o barreras para la entrada de firmas interesadas en el período 1996-2004. En este aspecto, Guatemala estaría en primer lugar, con 21 nuevas empresas importadoras; le seguiría El Salvador y Nicaragua, cada uno con seis nuevos actores. En Panamá y Honduras entraron cuatro nuevas empresas. A nivel de estaciones de servicio se distingue la incorporación de un gran número de estaciones de bandera blanca en Guatemala y El Salvador, y en menor escala en Panamá. Nótese que la existencia de nuevos actores en la importación ha permitido la instalación de estaciones de bandera blanca en los tres países mencionados.

El nivel promedio de los márgenes acumulados podría constituir un buen indicador de las diferencias en el grado de competencia entre mercados con precios libres; para aquellos con precios regulados, el margen promedio es útil como indicador del grado en que el sistema de regulación alcanza los resultados de un mercado abierto. Tomando como referencia la información de 1999 a 2005, se destaca Guatemala, que ha reducido su margen promedio ponderado de 0,33 dólares por galón en el período 1999-2002, a 0,26 dólares durante el período 2003-2005, valor significativamente menor frente al resto de los países. En un segundo nivel se encuentran Panamá y El Salvador, en donde se registra una disminución considerable de márgenes durante los últimos tres años. En el primer país, los márgenes promedio se redujeron de 0,42 a sólo 0,31 dólares por galón, entre los dos períodos analizados. Por su parte, en El Salvador los márgenes bajaron de 0,40 a 0,34 dólares para los mismos períodos. En un cuarto sitio se ubica Costa Rica, donde el margen promedio pasó de 0,32 dólares por galón durante el primer período a 0,40 dólares en el segundo. En el nivel más alto de márgenes, con una marcada tendencia al alza, se encuentran Honduras y Nicaragua. En el primero, los márgenes promedio ponderados aumentaron, de 0,40 a 0,48 dólares por galón, en tanto que en el segundo subieron de 0,43 a 0,50 dólares durante los mismos períodos. Estos resultados son, en general, congruentes con los niveles de competencia en la industria de los países, las barreras a la entrada y las estrategias de las empresas, entre otros.

INTRODUCCIÓN

El problema del abastecimiento petrolero constituye el obstáculo energético más preocupante de la región. Ello es derivado del predominio de los hidrocarburos como principal fuente de energía comercial, panorama que continuará durante varias décadas más, dadas las limitadas posibilidades de cambio estructural en el balance energético. Por otra parte —salvo pequeñas reservas en un país—, el Istmo Centroamericano no posee hasta el momento reservas comprobadas de petróleo, por lo cual existe una relación de alta dependencia energética con el exterior.

Con el propósito de apoyar a los países en la discusión de políticas públicas y acciones para reducir la dependencia petrolera externa y amortiguar los efectos de los choques petroleros, desde inicios de la década de 1980, la Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) ha realizado periódicamente análisis de la situación del abastecimiento de petróleo en los países del Istmo Centroamericano. De igual forma, la CEPAL ha desarrollado una base de datos regional que ha permitido producir reportes anuales sobre las principales cifras y las condiciones bajo las cuales se ha satisfecho la demanda del petróleo y sus derivados en los países de la región. Dichos documentos se han elaborado con la participación y el apoyo de las respectivas direcciones y oficinas que regulan y supervisan las actividades petroleras.

Recientemente, ante el alza de los precios del petróleo, la CEPAL ha colaborado con las autoridades correspondientes en la discusión de acciones para mitigar los efectos del choque petrolero actual. En mayo de 2004 la CEPAL presentó una propuesta que sirvió de base para la elaboración del Plan de Emergencia Energética Centroamericano, el cual fue aprobado por los seis países centroamericanos, a nivel ministerial y presidencial. Dicho plan incluye acciones, tanto para el corto, como para el mediano y largo plazos. En ese mismo año, la Secretaría del CCHAC solicitó a la CEPAL la elaboración de un diagnóstico actualizado de la industria petrolera en la subregión.

Este estudio responde a la solicitud del CCHAC, y presenta en forma detallada los principales aspectos de la industria petrolera de cada país, así como los resultados observados en el abastecimiento petrolero durante el período 1990-2004. Además, tiene el propósito de servir como texto de referencia para la evaluación de políticas, acciones y proyectos que permitan mejorar las condiciones del abastecimiento petrolero y la gestión del sector energético, tanto en los niveles nacionales, como en el regional. Constituye, por lo tanto, un documento de apoyo para las autoridades competentes, nacionales y regionales. Este análisis ha sido preparado con base en la información proporcionada por las Direcciones Generales de Hidrocarburos (DGH) o equivalentes.

El informe se divide en cuatro capítulos. En el primero se abordan los aspectos institucionales ligados con la industria petrolera, en particular los temas normativos y regulatorios. En el capítulo II se analizan las condiciones de base, que incluyen los aspectos técnicos, entre ellos, las características de la oferta y la demanda, el suministro de hidrocarburos

y las normas y especificaciones que aplican a la industria petrolera. Se incluyen temas de actualidad relacionados con cambios, innovaciones tecnológicas y tendencias recientes observadas en los países, entre ellos la entrada de nuevos combustibles (fósiles no tradicionales y biocombustibles).

En el tercer capítulo se analizan las estructuras de las respectivas industrias, con especial énfasis en la evolución de los grados de concentración en las diferentes etapas de la cadena de comercialización de los hidrocarburos y en la interpretación de las relaciones competitivas que mantienen las empresas en dichas industrias. En el capítulo IV se estudian las estrategias que aplican las firmas para afrontar la competencia. Ello contiene un examen de los procesos de formación de precios, los impuestos aplicados a los combustibles y la evolución reciente de los márgenes conglobados de comercialización de los derivados. Lo anterior permite evaluar los resultados con relación a la eficiencia de los precios de los combustibles en cada uno de los seis países de la región y la capacidad institucional del Estado para supervisar los mercados de hidrocarburos.

Es importante mencionar que una primera versión de este documento fue revisada por las autoridades y funcionarios de las DGH o equivalentes de los seis países de América Central, durante la reunión de expertos de los países del Istmo Centroamericano celebrada en San José, Costa Rica, los días 30 y 31 de agosto de 2005. Las observaciones recabadas durante dicha reunión, así como otros comentarios posteriores de las DGH, han sido incluidos en esta versión final del diagnóstico petrolero centroamericano. La información estadística utilizada corresponde al año 2004; sin embargo, se incorporó información del primer semestre del 2005 con respecto a nuevas leyes y decretos, así como el análisis específico que se hizo con los precios y márgenes acumulado. También se efectúan comparaciones con la situación de la industria petrolera en 1998, aprovechando diferentes estudios elaborados dentro del proyecto BID/FOMIN/CEPAL sobre Armonización de los Mercados de Hidrocarburos en América Central, los cuales tuvieron a 1998 como año de estudio.

La coordinación general del trabajo estuvo a cargo del señor Fernando Cuevas, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la CEPAL en México. Para la elaboración de los diferentes capítulos, hicieron aportes los consultores Luis Fernández y Eugenio Torijano, así como los funcionarios de la CEPAL, señores Fernando Cuevas, Hugo Ventura y Eugenio Rojas. Fueron de gran valor los comentarios vertidos por el señor Ricardo Sanhueza, Profesor de la Universidad de los Andes de Chile durante la realización de la reunión de expertos en Costa Rica.

I. ASPECTOS INSTITUCIONALES DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Durante la década de 1990, los países del Istmo Centroamericano experimentaron transformaciones significativas en sus sectores energéticos, las cuales —salvo algunos ajustes— han permanecido hasta la fecha. A continuación se resume la situación actual de las instancias gubernamentales, normativas y reguladoras del sector en general y de la industria petrolera en particular.

A. INSTITUCIONES RELACIONADAS CON EL SUBSECTOR

1. Organización de los subsectores de hidrocarburos

Los entes encargados de las políticas para el subsector petrolero corresponden a ministerios o comisiones de alto nivel. En todos los casos, los entes referidos tienen a su cargo las directrices para todo el sector energía. La regulación es responsabilidad de entes autónomos, o bien de direcciones o unidades especializadas, que funcionan casi siempre dentro de la estructura de los ministerios encargados de las políticas (véase el cuadro 1).

a) Entes normativos

Las instancias responsables de la política energética son las siguientes: en Costa Rica, el Ministerio de Ambiente y Energía (Minae); en El Salvador, el Ministerio de Economía (Minec); en Guatemala, el Ministerio de Energía y Minas (MEM); en Honduras, la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (Serna); en Nicaragua, la Comisión Nacional de Energía (CNE), y en Panamá, la Comisión de Política Energética (Cope). Esas instituciones son las encargadas de elaborar y aprobar las políticas del subsector petrolero, para lo cual generalmente cuentan con direcciones especializadas.

En cuanto a las instituciones mencionadas, se observa que dos países (Nicaragua y Panamá) poseen comisiones dedicadas con exclusividad al sector de energía, en tanto que en tres países las instancias normativas del sector corresponden a ministerios, también a cargo de la rectoría del sector minero (Guatemala), del ambiente (Costa Rica), y de este último y los recursos naturales (Honduras). En El Salvador, la política energética quedó dentro del ámbito del Ministerio de Economía. De esta forma, en la región centroamericana se aprecian diferentes esquemas para la dirección del sector energía, lo que obedece tanto a las particularidades como a estilos de organización de la administración pública de los países. Salvo el caso del MEM en Guatemala, cuya creación data de principios de la década de 1980, en los demás países los entes normativos del sector —o bien el esquema normativo— fueron creados, o evolucionaron a su esquema actual durante el decenio de 1990 y los primeros años del milenio.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: INSTITUCIONES NORMATIVAS Y REGULADORAS DEL
SUBSECTOR PETROLERO

Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Sector Energía: Entes normativos					
Ministerio de Ambiente y Energía (Minae)	Ministerio de Economía (Minec)	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Gabinete Energético (GE) y Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (Serna)	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Comisión de Política Energética (Cope)
Subsector Petrolero: Entes reguladores					
1) Importación, exportación, refinación, transporte, distribución y comercialización (<i>downstream</i>)					
Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) y el Minae	Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM)/ Ministerio de Economía (Minec)	Dirección General de Hidrocarburos (DGH)/ Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Unidad Técnica del Petróleo y todos sus derivados (UTP)/ Secretaría de Industria y Comercio (SIC)	Dirección General de Hidrocarburos (DGH)/ Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	Dirección General de Hidrocarburos (DGH)/ Ministerio de Comercio e Industria (Mici)
2) Exploración y producción (<i>upstream</i>)					
Dirección General de Hidrocarburos (DGH)/Minae	DHM/Minec	Comisión Petrolera Nacional y DGH/MEM	Dirección General de Energía/Serna	DGH/INE	DGH/Mici

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

En Costa Rica, el Minae es el órgano rector del sector energético y el encargado de dictar las políticas respectivas, incluyendo todas las etapas de la cadena del subsector hidrocarburos. Con el propósito de coordinar y hacer operativas las políticas, este ministerio dirige el Consejo Subsectorial de Energía, en el cual participan las principales instituciones y empresas públicas del sector: el Ministerio de Ciencia y Tecnología (Micit), el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (Mioeplan), la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), la Refinadora Costarricense de Petrolero (Recope) y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). La Dirección Sectorial de Energía del Minae funge como Secretaría Técnica de dicho

Consejo. El IV Plan Nacional de Energía incorpora una serie de acciones, tales como la evaluación del potencial nacional de hidrocarburos, dentro del marco legal vigente; la elaboración de un plan maestro para el desarrollo del gas licuado de petróleo (GLP); la entrada en operación de nuevas instalaciones petroleras, como un nuevo poliducto, la terminal del Pacífico, la ampliación y modernización de la refinería, entre otros.

En El Salvador el ente responsable de las políticas y la regulación del subsector hidrocarburos es el Minec, por medio de la Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM). Este Ministerio posee una organización dedicada a la atención de temas relacionados con la economía nacional y es el enlace con varias instituciones autónomas y descentralizadas vinculadas con la industria y el sector financiero. Entre éstas destacan, por su relación —directa o indirecta— con el subsector petrolero, las siguientes: la Superintendencia General de Comunicaciones y Electricidad (Siget), la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y el Consejo Salvadoreño de la Agroindustria Azucarera (Consaa).

Por su parte, en Guatemala, el Ministerio de Energía y Minas es el encargado de dictar las políticas del sector. Por conducto de la Dirección General de Hidrocarburos, supervisa y propone las normas para todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos. Además, la DGH tiene el mandato de promover el desarrollo racional de los yacimientos de hidrocarburos y proponer la política petrolera.

En Honduras, el Gabinete Energético fue creado en 1994 y constituye la instancia sectorial superior de dirección y formulación de las políticas de energía. El esquema actual para la conducción del sector energético quedó definido en 1996 como parte de las acciones del Programa de Modernización del Estado. La administración pública fue reestructurada en 13 Secretarías de Estado, entre ellas la Serna, con el mandato de formular, ejecutar y evaluar las políticas relacionadas con la protección y aprovechamiento de los recursos hídricos, las fuentes renovables de energía y la actividad minera. En cuanto a hidrocarburos, le corresponde a la Serna la formulación y ejecución de políticas relacionadas con el petróleo y sus derivados, así como los planes y programas de prospección, geología, evaluación, inventario, exploración y explotación petrolera. Para cumplir con sus funciones, la Serna cuenta con la Dirección General de Energía (DGE), responsable de conducir las acciones derivadas de la política sectorial, y la Dirección General de Minas e Hidrocarburos (DGMH), responsable de los asuntos relacionados con la actividad minera y la exploración y explotación de hidrocarburos.

En Nicaragua, el marco del sector energético quedó establecido en abril de 1998 mediante la aprobación de varias leyes que tenían relación con la reforma de la industria eléctrica. La CNE está a cargo de la formulación de la política y planificación del sector energético; es un organismo interinstitucional, cuya función principal es la de formular los objetivos, políticas, estrategias y directrices generales de todo el sector, así como su planificación indicativa, a fin de procurar el desarrollo y óptimo aprovechamiento de los recursos del país. La CNE es presidida por un delegado que el presidente del país, designa, y está integrada por el Ministro de Economía y Desarrollo, el Director del Instituto Nicaragüense de Energía (ente regulador) y dos representantes de la sociedad civil nombrados también por el presidente. A inicios de 2004, el gobierno aprobó la política energética del país la cual considera para el caso de los hidrocarburos, entre otros puntos, el apoyo y la ampliación de las leyes existentes para atraer inversiones; la promoción de condiciones de efectividad y competitividad en la cadena de suministro, y el

fomento, a través de las instituciones correspondientes, de la integración regional en el campo de los hidrocarburos.

En Panamá, al igual que en Nicaragua, los últimos cambios en el sector de la energía se dieron en el ámbito de la reestructuración del subsector eléctrico. Con la aprobación del marco institucional para la prestación de dicho servicio (Ley 6 de 1997), se creó la Comisión de Política Energética (Cope), adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), cuya finalidad es formular las políticas globales y definir la estrategia del sector. Con respecto a los hidrocarburos y combustibles se delimita de forma clara el ámbito de acción de esta comisión en los aspectos normativos de exploración, explotación, producción, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, refinación, exportación, importación, comercialización y cualquier otra actividad que se relacione con el petróleo y sus derivados, carbón, gas natural y demás fuentes energéticas. La dirección superior de la Cope está conformada por un Consejo de Dirección presidido por el Ministro del MEF, en el que también participan el Ministro de Comercio e Industria y el Viceministro de Finanzas del MEF. Cuenta con un director ejecutivo, nombrado por el presidente, por un período de cinco años y con el personal profesional, técnico y administrativo que se considere conveniente.

b) Entes reguladores

Con excepción de Guatemala, cuya producción de petróleo es escasa y se exporta casi en su totalidad, los países centroamericanos son totalmente dependientes de las importaciones petroleras. Por ese motivo, la actividad regulatoria del subsector hidrocarburos está dedicada en especial a las actividades “corriente abajo” (*downstream*) de los procesos de la industria petrolera: importación, almacenamiento, comercialización, transporte, distribución (mayorista y minorista) y, en tres países, refinación (Costa Rica, El Salvador y Nicaragua). Salvo que se especifique algo distinto, en este documento las referencias a la regulación de hidrocarburos corresponden a los procesos señalados.

Dos países —Costa Rica y Nicaragua— han creado un ente autónomo y descentralizado que se encargue de los aspectos regulatorios del sector hidrocarburos. En el primer país, dicho organismo está orientado a todos los servicios públicos, y en el segundo, sólo tiene relación con el sector energía. En los restantes cuatro países, la fiscalización del subsector hidrocarburos está en manos de una dirección o unidad especializada de un ministerio; en tres casos (El Salvador, Guatemala y Nicaragua), del ente normativo del sector energía (véase de nuevo el cuadro 1). A diferencia de los entes reguladores autónomos de Costa Rica y Nicaragua, las instancias reguladoras de los otros países forman parte de la administración central; no cuentan con recursos propios sino que se financian totalmente con fondos comunes del presupuesto general del gobierno y no gozan de autonomía o independencia funcional. Por lo general, estas instancias tienen mayores limitaciones presupuestarias para realizar sus misiones.

En Costa Rica, la Aresep, creada en 1996, es el ente regulador multisectorial autónomo,¹ y tiene la responsabilidad de fijar, sobre la base de estudios técnicos, los precios internos de los combustibles, las tarifas de transporte terrestre y los márgenes de comercialización de distribuidores y expendedores. También la Aresep debe velar por la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los combustibles. Por otra parte, dos direcciones del Minae tienen relación directa con la regulación del subsector: la Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustibles (DGTCC), la cual se encarga de otorgar las autorizaciones de suministro, almacenamiento y transporte de combustibles, y la DGH, cuya función es promover la actividad exploratoria, reglamentada por la ley de hidrocarburos.

En El Salvador, el Ministerio de Economía, por medio de la DHM, se encarga de otorgar las autorizaciones de suministro, almacenamiento y transporte de petróleo y sus derivados, así como de la verificación de la cantidad y calidad mediante pruebas directas en todas las etapas de la cadena de abastecimiento. Además, calcula los precios de referencia con base en la metodología de paridad de importación, elabora las estadísticas del subsector y coordina con la Dirección de Protección al Consumidor, también dependiente del Ministerio de Economía, la realización de sondeos periódicos de precios al consumidor final. Esta información es divulgada en los medios de información como mecanismo para fomentar la competencia en las estaciones de servicio.

En Guatemala, el MEM, a través de la Dirección General de Hidrocarburos, tiene a su cargo las tareas de inspección, fiscalización, control, registro, información y otorgamiento de permisos y autorizaciones para todas las etapas del sector petrolero, incluidas la supervisión de las actividades de exploración y explotación petrolera. La DGH realiza monitoreos de los precios de los hidrocarburos, con el propósito de informar al público y vigilar las condiciones de competencia en el mercado de hidrocarburos. En cuanto a la fiscalización de las actividades *upstream*, la DGH controla y verifica la liquidación y el pago de regalías, y estudia y emite dictámenes sobre operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos.

La Unidad Técnica del Petróleo y todos sus derivados (UTP) de Honduras fue creada en 1998 y es la encargada de verificar la correcta aplicación del Sistema de Precios de Paridad de Importación por parte de las empresas importadoras de petróleo, además de mantener actualizada la base de datos de las importaciones, exportaciones y consumo de los productos derivados del petróleo, y el control de la calidad de los productos, entre otros. Estuvo adscrita a la Serna hasta el mes de abril de 2005, cuando se trasladó a la Secretaría de Industria y Comercio (SIC).² Otros entes gubernamentales participan también en temas relacionados con la industria petrolera. Así, la Dirección General de Transporte de la Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda autoriza y registra las unidades de transporte de combustibles, y es también la autoridad que otorga licencias y autorizaciones de instalación y funcionamiento de las estaciones de servicio, previo dictamen de la Alcaldía Municipal. Por su parte, la Dirección General de Protección al

¹ La ARESEP tiene una amplia participación en las actividades de regulación. Es sucesora del Servicio Nacional de Electricidad (SNE), anterior regulador que estuvo en funcionamiento por más de 60 años, y que en 1996 fue transformada en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

² El traslado de la UTP a la Secretaría de Industria y Comercio se estableció en el Decreto Ejecutivo PCM-005 de 2005.

Consumidor, de la Secretaría de Industria y Comercio, controla la calibración y metrología de bombas de las estaciones de servicio y supervisa los precios de venta de los combustibles al consumidor. La localización de las estaciones también requiere autorización municipal.

En Nicaragua, la ley 271 de 1998 (reforma a la ley orgánica del INE) confiere a ese Instituto, como única función, todos los aspectos relacionados con la regulación del sector energía, para lo cual establece, entre otros, los objetivos de velar por los derechos de los consumidores de energía, fiscalizar el cumplimiento y poner en vigencia normas y regulaciones tendientes a aprovechar la energía en forma eficiente y racional. El INE cuenta con recursos propios derivados de un cargo fijo por los hidrocarburos vendidos y de un porcentaje de la facturación eléctrica al consumidor. En cuanto a las funciones en el ámbito de los hidrocarburos a cargo de la DGH, se mencionan los trámites de licencias de operación para la importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, así como la negociación de los contratos de exploración y explotación petrolera, entre otros.

En Panamá, la DGH pertenece al Ministerio de Comercio e Industria (Mici) y fue creada por la ley 2 de 1982, cuyos objetivos eran fomentar la inversión privada en exploración y explotación de petróleo, así como regular y controlar las ventas de los productos y su precio al consumidor. Más tarde, la ley 8 de 1987, denominada ley de hidrocarburos, le confiere la potestad de coordinar las acciones para ejecutar la política nacional de hidrocarburos. El Decreto de Gabinete 36 de 2003 establece que esta Dirección General es el ente rector de todas las actividades relacionadas con el mercado de productos derivados del petróleo. Entre sus múltiples funciones se cuentan expedir y revocar permisos y registros; ordenar inspecciones, y recomendar mecanismos para la determinación de los precios de venta al público consumidor. Con base en este decreto, la DGH definía los precios paridad de importación obligatorios para todos los productos derivados. Sin embargo, el Decreto de Gabinete 5 de 2005 amplió y modificó sus funciones. En particular, estableció que los precios paridad de importación se convertían en precios sugeridos exterminales, y que se publicarían cada 14 días a fin de fomentar la competencia.

En general, en algunos de los países, las empresas que operan en el subsector deben cumplir con los requisitos de otras instancias, por ejemplo, las autoridades municipales para licencias de construcción y ubicación de las instalaciones; los cuerpos de bomberos para algunos temas de seguridad industrial; las autoridades ambientales que deben aprobar los estudios de impacto ambiental y las medidas de mitigación); los ministerios y oficinas encargadas del transporte para el trasiego de combustibles; y las autoridades portuarias, en el caso de instalaciones de recepción y almacenamiento de derivados. En cuanto a la seguridad, existen instancias nacionales de consulta y cooperación (denominados Comités Nacionales de la Industria Petrolera, que los entes regulatorios del subsector convocan periódicamente o en forma extraordinaria por los entes reguladores del subsector.

c) Normas técnicas

La aprobación y publicación de los estándares y normas técnicas corresponde a las siguientes instituciones: en Costa Rica, Oficina Nacional de Normas y Unidades de Medida del Ministerio de Economía, Industria y Comercio (MEIC); en El Salvador, Consejo Nacional de

Ciencia y Tecnología (CONACYT); en Guatemala, Comisión Guatemalteca de Normas (COGUANOR); en Honduras, Secretaría de Industria y Comercio (SIC); en Nicaragua, Ministerio de Fomento, Industria y Comercio (MIFIC), y en Panamá, Comisión Panameña de Normas Industriales y Técnicas (COPANIT).

La discusión de nuevas normas y la revisión y/o actualización de las existentes se realiza por medio de comités o grupos técnicos, coordinados por las instituciones referidas y con la participación de oficinas de gobierno, empresas e industrias relevantes involucradas, así como los sectores académico y del consumidor. En el caso de los derivados del petróleo, las instancias reguladoras del subsector petrolero desempeñan un papel primordial.

Para el proceso de la Unión Aduanera que realiza la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), la armonización de los productos derivados del petróleo fue realizada por un comité técnico especializado, en el cual participaron los entes de normalización de los primeros cinco países (que integran la Unión Aduanera Centroamericana). Este comité contó con la colaboración y el apoyo de las respectivas direcciones y oficinas encargadas de la regulación del subsector de hidrocarburos.

2. Organismos regionales

a) Sector energía

No existe un ente u organismo regional para atender los problemas energéticos del sector en su conjunto. En 1991 se constituyó el Foro Regional Energético de América Central (FREAC), conformado por los ministros responsables del sector energía en cada uno de los países. Este foro discutió algunos de los principales temas energéticos de la región y encaminó ciertas acciones, cuyo seguimiento fue delegado a los dos entes regionales subsectoriales: el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y el CCHAC. Entre noviembre de 1991 y noviembre de 1996, el FREAC se reunió en nueve ocasiones. Durante su última asamblea, aprobó la estrategia centroamericana de combustibles y consideró la conveniencia de promover un proyecto regional para introducir gas natural.³ Posteriormente, la instancia referida cesó de funcionar.

Los dos entes regionales subsectoriales forman parte del SG-SICA, como organismo especializado regional, cuyas principales funciones son las siguientes:

i) Subsector eléctrico. El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) es un organismo regional con casi 20 años de trayectoria, pero con antecedentes que se remontan a la década de 1960 cuando fueron creados los primeros comités y grupos regionales de la industria eléctrica. Los estatutos del CEAC fueron aprobados y ratificados por los poderes ejecutivos y las

³ IX Reunión del FREAC, celebrada en Guatemala el 20 de noviembre de 1996, en ocasión de la Reunión de Ministros de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). La Presidencia Protempore del FREAC correspondía al INE, institución que dejó de ser rectora del sector energía de Nicaragua en abril de 1998.

asambleas de cada uno de los seis países de la región. Está encargado de la cooperación, coordinación e integración, con la finalidad principal de lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los estados miembros, por medio de una eficiente, racional y apropiada generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica entre los países de América Central.

Conviene mencionar que los países aprobaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TMMEAC), convenio regional en el cual se definen los lineamientos para la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo.⁴ El CEAC coordina la iniciativa de la creación de un mercado eléctrico regional, con el apoyo de una Unidad Ejecutora especializada. El subsector eléctrico es uno de los pioneros de la integración regional, ya que cuenta con un conjunto de instituciones regionales constituidas durante los últimos años.⁵

ii) Subsector hidrocarburos. La creación del CCHAC se remonta a 1991. En él participan las instancias encargadas de la regulación del subsector hidrocarburos (véase el cuadro 2). El objetivo fundamental del CCHAC es la integración regional en búsqueda de una gestión eficiente de los hidrocarburos en los estados miembros. Los estatutos de este organismo fueron aprobados por parte de los ministerios. Durante sus 13 años de existencia, sus principales logros han sido la elaboración y aprobación de una estrategia regional para el subsector petrolero, y la participación y supervisión de varios proyectos y procesos regionales. En la actualidad, el CCHAC, junto con el CEAC, definió un Plan de Emergencia Energético, ante el alza de los precios del petróleo.

En la práctica, el CCHAC ha funcionado gracias a la voluntad expresa de los directores generales de hidrocarburos, en especial de aquellos funcionarios a cargo de la Secretaría *pro tempore* de dicho foro. El principal obstáculo que enfrenta es la falta de recursos de sus socios, lo que dificulta el cumplimiento de la agenda regional. El CCHAC ha recibido el apoyo de la CEPAL, de la República Federal de Alemania, del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y recientemente, del Gobierno de Italia.

b) Relación de los organismos sectoriales y el sistema de integración regional

i) Institucionalidad de la integración centroamericana. Durante la XIX Cumbre Presidencial celebrada en la ciudad de Panamá en 1997, los presidentes de los seis países aprobaron las directrices para la reforma institucional de la integración regional. En ésta se presenta una tendencia a la incorporación total, estructurada y orgánica de las instituciones y

⁴ Suscrito por los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, el 27 de diciembre de 1996.

⁵ Entre ellos, se encuentra: la Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía Eléctrica de Centroamérica (ACERCA), la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central), el Grupo Director del Proyecto SIEPAC, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR), la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y el Ente Operador del Mercado Eléctrico Centroamericano (OMCA).

secretarías especializadas del SICA.⁶ Se ha fijado un horizonte de integración más amplio, pasando de un esquema intergubernamental a otro cada vez más comunitario, con más espacios compartidos para el ejercicio conjunto de la soberanía. Al referirse al horizonte, se especifica que la finalidad es acceder a etapas superiores del proceso de integración, considerando el principio de diferencia de velocidades, de tal manera que los estados que así lo deseen podrán avanzar más rápido y con mayor profundidad.

Cuadro 2

INSTITUCIONES REPRESENTADAS ANTE EL CCHAC

País	Institución
Costa Rica	Dirección Sectorial de Energía, Ministerio de Ambiente y Energía (Minae)
El Salvador	Dirección de Hidrocarburos y Minas, Ministerio de Economía (Minec)
Guatemala	Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas (MEM)
Honduras	Unidad Técnica del Petróleo y todos sus Derivados (UTP), Secretaría de Industria y Comercio (SIC)
Nicaragua	Dirección General de Hidrocarburos, Instituto Nicaragüense de Energía (INE)
Panamá	Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Comercio e Industria (Mici)

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

Las iniciativas de integración en etapa más avanzada —como es el caso de la energía eléctrica— han conservado su autonomía y no se rigen mediante el presupuesto único de la Secretaría General del SICA; sin embargo, cada determinado tiempo deberán informar a dicha secretaría sobre el avance de sus procesos. En el caso del CCHAC la situación es diferente, ya que, al no haber aprobado los poderes legislativos de los seis países su convenio regional, el organismo se encuentra en una posición de mayor desventaja frente al CEAC.

ii) Objetivos de la integración centroamericana. A fines de la década de 1990, los países definieron un marco estratégico de desarrollo integrado que les permitiría alcanzar en forma escalonada un conjunto de metas de desarrollo social, económico y ambiental,⁷ llamado Estrategia Madrid 2001. El objetivo general de la transformación y modernización de la región centroamericana responde a la necesidad de alcanzar un mayor nivel de desarrollo, que se traduzca en una mejor calidad de vida de sus ciudadanos mediante un crecimiento económico sostenible en el tiempo y equitativo dentro de la sociedad. Ello debe venir acompañado de la consolidación y el fortalecimiento de la paz y de los sistemas democráticos, así como del

⁶ Cumbre celebrada el 12 de julio de 1997 en Panamá. La dirección y orientación del proceso de reforma institucional de la integración regional está contenida en el documento del SICA: *Lineamientos para el fortalecimiento y racionalización de la institucionalidad regional.*

⁷ Estrategia aprobada por los seis países centroamericanos y presentada en la reunión del grupo consultivo regional, en Madrid, España, 2001 (SICA 2001).

permanente respeto a los derechos humanos. Son cuatro los objetivos de la transformación y modernización de la región: transformación de los sectores productivos; reducción de las vulnerabilidades sociales, productivas y ambientales; manejo sostenible de la dotación de recursos naturales, y participación creciente de la sociedad civil en el desarrollo.

El marco estratégico para la modernización y transformación incluye la Unión Aduanera (UA), que en un proceso gradual abarcará en su primera etapa a cinco países de la región (excepto Panamá), y se irá integrando con el resto del mundo a partir de acciones coordinadas para negociar y poner acuerdos-marco de libre comercio. Para la integración física, que sí incluye a los seis países, las acciones prioritarias abarcan: el Corredor Logístico Centroamericano y el desarrollo energético integrado. Ambas iniciativas constituyen la base para la transformación y modernización de la integración de la región, tanto hacia el interior de sus fronteras físicas como hacia el resto del mundo.

El Corredor Logístico Centroamericano, a realizarse en forma escalonada, comprende la modernización y ampliación de la red regional de carreteras; la modernización de las aduanas (hasta convertirlas en aduanas virtuales); la reforma de la logística, incluida una red eléctrica regional y la formación gradual del MER; el desarrollo y modernización del sistema de suministro de combustibles; una red regional de fibra óptica y su interconexión con el resto del mundo; modificaciones y mejoras en los puertos mediante el apoyo a la navegación marítima, y el establecimiento de una red de cabotaje como complemento para la anterior, entre otros. De esa forma, la estrategia reconoce que el suministro energético eficiente y confiable constituye un factor importante para el proceso de cambio y actualización de las economías del Istmo Centroamericano.

iii) Integración mesoamericana. Esta iniciativa se impulsa dentro del Plan Puebla-Panamá (PPP), promovida a su vez por ocho gobiernos de la región: Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua y Panamá. Su objetivo central es potenciar la riqueza humana y ecológica de la Región Mesoamericana, de Puebla a Panamá, dentro de un marco de desarrollo sustentable que respete la diversidad cultural y étnica. Por ello, se plantea una estrategia integral para la región, que ampara un conjunto de iniciativas y proyectos mesoamericanos.⁸ En los países centroamericanos, las estrategias de desarrollo regional y los proyectos de inversión corresponden a los planteados en la propuesta regional de transformación y modernización, ya referida anteriormente. La formalización y puesta en marcha del PPP se dio a mediados de 2001, en el marco de una sesión cumbre extraordinaria del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla.

A fin de promover el desarrollo de la región mesoamericana, mediante el PPP se planteó una estrategia integral que incluye un conjunto de ocho iniciativas, una de ellas dedicada al tema

⁸ Véase BCIE, BID y CEPAL (2001), *Plan Puebla Panamá: iniciativas mesoamericanas y proyectos* (Grupo Técnico Interinstitucional para el Plan Puebla-Panamá), 15 de junio.

energético,⁹ cuya coordinación ha quedado a cargo de la Oficina Nacional del PPP en Guatemala. En principio, la agenda de esta iniciativa había estado dominada por temas de la industria eléctrica; sin embargo, a partir de 2004 ha empezado a incursionar en otros tópicos, que incluyen las energías renovables, entre otros.

En el cuadro 3 se muestra un resumen de las declaraciones y decisiones adoptadas por las cumbres y reuniones de mandatarios de los países, relacionadas con el sector energía y con el suministro petrolero desde 2000 a la fecha. Como puede verse, el sector energía (y el subsector petrolero) constituye una de las grandes preocupaciones de los mandatarios de la región, en concordancia con las prioridades identificadas por el SICA, en el marco de la transformación y modernización de la región centroamericana, planteamiento que se discutió a fines de la década pasada.

iv) Proyecto regional en el subsector hidrocarburos. Actualmente sólo existe un proyecto regional en el subsector hidrocarburos, coordinado por el CCHAC, ejecutado por la CEPAL y financiado por el Gobierno de Italia. Se trata de la utilización de bioetanol para apoyar el desarrollo sustentable de América Central. Este proyecto tiene como objetivo contribuir al uso sustentable de fuentes renovables en el subsector hidrocarburos y apoyar las bases para una producción y consumo sustentable de bioetanol, que permitan una mayor diversificación energética, una utilización de fuentes renovables y una reducción de emisiones contaminantes. Las actividades de este proyecto iniciaron en junio de 2005, con una duración prevista de dos años.

⁹ Las otras siete iniciativas son: Desarrollo Sustentable, Desarrollo Humano, Prevención y Mitigación de Desastres Naturales, Promoción del Turismo, Facilitación del Intercambio Comercial, Integración Vial, e Integración de los Servicios de Telecomunicaciones. La dirección superior del PPP ha sido encomendada a una Comisión Ejecutiva, cuya coordinación está a cargo de una Presidencia Protempore rotativa. Cuenta con el apoyo de un Grupo Técnico Interinstitucional, en el que participan, entre otros: SICA, SIECA, CEPAL, BCIE, BID, CAF e INCAE.

Cuadro 3

PRINCIPALES DECISIONES ADOPTADAS EN EL MARCO DEL SICA, CONCERNIENTES A LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y LOS HIDROCARBUROS

(2000 a la fecha)

Fecha	Reunión	Decisiones y acciones
02/05/2000	Reunión Trinacional a/	<p>1) Adoptar medidas concretas para avanzar en la conformación de un sistema regional, aprobando ambiciosa agenda de trabajo en: relaciones internacionales, política macroeconómica, política económica sectorial, infraestructura, migración y seguridad.</p> <p>2) Adoptar estrategias comunes de política energética: a) impulsar la armonización de normas, impuestos específicos y aranceles en esta área, con el fin de facilitar el libre comercio y promover la sana competencia en el sector; b) coordinar esfuerzos en políticas energéticas regionales; c) procurar la adopción de la válvula única y la creación de fondos de reposición y mantenimiento de tanques y válvulas de gas propano o butano.</p> <p>Nota. Esta reunión puede considerarse como fundamental para el arranque de la Unión Aduanera y las negociaciones regionales del CAFTA. Posteriormente Honduras, Nicaragua y Costa Rica aceptaron la agenda de trabajo referida.</p>
25/08/2000	IV Cumbre, Mecanismo de Tuxtla b/	Compromiso de México para definir procedimientos novedosos que permitan una mejor instrumentación y utilización de las ventajas financieras que ofrece el Acuerdo de San José.
15/06/2001	Cumbre Extraordinaria, Mecanismo de Tuxtla b/	Se reiteró la importancia de impulsar acciones de cooperación en materia energética en áreas de hidrocarburos, electricidad, regulación energética, fuentes renovables, y ahorro y uso eficiente de la energía. México manifestó su disposición de brindar asistencia técnica y continuar con estudios conjuntos en dichas áreas.
06/05/2004	Reunión de Presidentes del CA-4 c/	1) Se demandó a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) la reducción de los precios de petróleo. 2) Solicitud al BCIE de disponibilidad de recursos para definir una política energética que reduzca la dependencia petrolera.
28/05/2004	Mandatarios y sus representantes d/	1) Se declaró la existencia de una crisis energética en la región y la voluntad de buscar soluciones adecuadas e integrales. 2) Elaboración y desarrollo de una Estrategia Energética Sustentable en Centroamérica, que incluya una cartera priorizada de proyectos con fuentes renovables. 3) Se aprobó el Plan de Emergencia Energética de Centroamérica acordado por los ministros de Energía y sus representantes, el 25 de mayo de 2004. 4) Instrucción a los ministros de revisar experiencias en el manejo de fondos de compensación de precios de combustible. 5) Solicitud a la comunidad internacional del apoyo técnico y financiero para poner en práctica medidas de emergencia, proyectos y acciones destinadas a enfrentar la situación en el corto, mediano y largo plazos. 6) Se acordó instar al BCIE a participar y brindar apoyo para el logro de los objetivos de la estrategia energética sustentable y del Plan de Emergencia Energética de Centroamérica. 7) Solicitar a sus homólogos de México, Venezuela y otros productores, acciones encaminadas a la reducción de los precios de los productos derivados del petróleo y la flexibilización de las condiciones de financiamiento del Acuerdo de San José y del Acuerdo de Caracas.
25/06/2004	VI Cumbre, Mecanismo de Tuxtla b/	Anuncio de México de flexibilizar la tasa de interés de los recursos del Acuerdo de San José.

/Continúa

Cuadro 3 (Conclusión)

Fecha	Reunión	Decisiones y acciones
29/07/2004	XXV Cumbre Ordinaria, SICA e/	Se instruyó a los ministros responsables del sector energía a: 1) continuar explorando adecuada e integralmente soluciones al impacto de la crisis energética de la región, y 2) integrar un plan conjunto para impulsar un frente común ante los altos precios del petróleo, buscando alternativas de solución con los países exportadores y organizaciones de países exportadores, así como definir una política energética que reduzca la dependencia de nuestra región en lo referente a importaciones de petróleo.
01/04/2005	Cumbre Extraordinaria, SICA e/	1) Se reiteró a la OPEP la solicitud de estabilizar y reducir los precios del petróleo. 2) Instrucción a la Reunión de Ministros de Energía de Centroamérica para adecuar el Plan de Emergencia Energética y presentar un Informe en la siguiente cumbre. 3) Solicitud al Presidente de Honduras, Ricardo Maduro, de exponer ante la comunidad internacional, durante la Asamblea Anual del BID (Okinawa, Japón), los graves efectos económicos de las transferencias de capitales de los países más pobres de la región hacia los países exportadores de petróleo. 4) Instrucción a los Ministros de Energía para solicitar a los gobiernos de Brasil y México su cooperación en el desarrollo de un programa de biocombustibles. 5) Instrucción a la CE-PPP para realizar gestiones para obtener financiamiento con tasas preferenciales para el desarrollo de proyectos de producción de energía con recursos renovables. 6) Solicitud al BCIE de apoyo para impulsar la campaña centroamericana de ahorro de energía y para la creación de una unidad energética regional.
29/06/2005	VII Cumbre, Mecanismo de Tuxtla b/	1) Expresan preocupación por los altos precios del petróleo y la importancia de promover conjuntamente la estabilidad del mercado petrolero internacional. 2) El Presidente de México informó que PEMEX Refinación se encuentra analizando los mercados de Belice, Honduras y Guatemala, con el objeto de que la Franquicia PEMEX incursione en estos países. 3) Se reiteró la importancia de mantener los vínculos de colaboración energética, por lo que se acordó fortalecer los programas de cooperación científica y técnica en materia de electricidad, ahorro y uso eficiente de la energía y desarrollo de las energías renovables en la región.
30/06/2005	XXV Cumbre Ordinaria, SICA e/	1) Se aceptaron los acuerdos alcanzados en la Reunión de Ministros de Energía de América Central (Guatemala, 10 de junio del 2005), en especial la actualización del plan de emergencia energética, instruyendo su implementación. 2) Promoción de la convocatoria al Grupo Consultivo, con los organismos de cooperación y financieros internacionales, para lograr mecanismos financieros de fácil acceso para la ejecución de planes y proyectos regionales en el área energética. 3) Se instruyó a los ministros de energía y otras autoridades competentes para que pongan en práctica una política regional que fomente el ahorro y uso de biocombustibles. 4) Se instruyó al BCIE a asumir el liderazgo en el financiamiento de proyectos de energía renovable mediante el fortalecimiento de su capacidad en la realización de estudios.

Fuente: SG-SICA (el texto completo de las declaraciones se puede consultar en la página de internet: <http://www.sgsica.org/>).

a/ Reunión de los Presidentes de El Salvador, Guatemala y Nicaragua.

b/ Se refiere a las cumbres de presidentes y Jefes de Estado de Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua y Panamá, en el marco del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla.

c/ El CA-4 está conformado por El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua.

d/ Comunicado de los presidentes de Guatemala, Costa Rica, Honduras y Nicaragua, el Primer Ministro de Belice, y los representantes de los presidentes de El Salvador y Panamá, Guadalajara, Jalisco, México, 28 de mayo de 2004.

e/ Reuniones de los jefes de Estado y de gobierno de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA).

B. ASPECTOS LEGALES

1. Aspectos generales de la legislación de hidrocarburos

Las facultades del Estado con respecto al subsector se habían venido estableciendo, en su mayoría, sobre la base de una serie de leyes, decretos y acuerdos ministeriales. En los cuadros 4 y 5 se expone un resumen de las principales leyes vigentes en cada país. El primero de ellos dedicado a las actividades “corriente arriba” (*upstream*) y el segundo a las actividades “corriente abajo” (*downstream*) para el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio fijadas por el poder ejecutivo.

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA PRINCIPAL LEGISLACIÓN APLICABLE A LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

País	Ley y fecha de emisión
Costa Rica	Ley de Hidrocarburos (Ley 7399 de 1994) y su reglamento (Decreto 24735 de 1998).
El Salvador	Decreto 626 de 1981, Ley de Hidrocarburos.
Guatemala	Ley de Hidrocarburos (Decreto 109 de 1983) y su Reglamento (Decreto 1034 de 1983).
Honduras	Ley de Hidrocarburos (Decreto 194 de 1984) y su Reglamento (Acuerdo 1276 de 1985).
Nicaragua	Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Ley 286 de 1998) y su Reglamento (Decreto 43 de 1998).
Panamá	Ley 8 de 1987.

a) Costa Rica

i) Exploración y explotación. Estas actividades están reguladas por la ley de hidrocarburos (ley 7399), cuyos objetivos son el desarrollo, la promoción, la regulación y el control de la exploración y la explotación de los hidrocarburos. Establece el dominio absoluto, inalienable e imprescriptible del Estado sobre los yacimientos de hidrocarburos. El decreto 24735 del reglamento de la ley de hidrocarburos regula cada una de las etapas de la actividad.

ii) Refinación y comercialización. El sector petrolero costarricense se ubica en un mercado totalmente regulado. Los servicios públicos sujetos a la regulación de Aresep (ley 7593) comprenden los suministros de combustibles derivados del petróleo destinados a abastecer la demanda nacional, tanto en planteles de distribución, como los destinados al consumidor final.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA LEGISLACIÓN PRINCIPAL APLICABLE A LA COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
<p>1) Ley 5508 de 1974: nacionalización de la refinería.</p> <p>2) Ley 6588 de 1981: regula actividad de RECOPE.</p> <p>3) Ley 7356 de 1993: declara monopolio del Estado la refinación y comercialización mayorista de petróleo y sus derivados.</p> <p>4) Decreto Ejecutivo 24813-MAE de 1995: regula el transporte de combustibles en camiones cisterna.</p> <p>5) Ley 7593 de 1996: creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), sucesora del SNE.</p> <p>6) Decreto 28624 de 2001: reglamento para la regulación del sistema de almacenamiento y comercialización de hidrocarburos.</p> <p>7) Decreto 31087- MAG-MINAE de 2003: creación de comisión técnica para desarrollo del etanol anhidro.</p>	<p>1) Decreto 169 de 1970: Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo, modificado por Decreto Legislativo 1113 de 2003.</p> <p>2) Acuerdo 880, MINEC de 2001: eliminación del subsidio del diesel.</p> <p>3) Acuerdo 616 de 2003: liberaliza precios de los productos, con excepción del GLP doméstico.</p> <p>4) Acuerdo 617, MINEC de 2003: fija precios máximos de venta del GLP en envases de 10, 20, 25 y 35 lbs.</p> <p>5) Acuerdo 618, MINEC de 2003: normas técnicas de la industria petrolera.</p> <p>6) Decreto 46, Presidencia de la República de 2003: nuevo reglamento para la aplicación del Decreto Ley 169.</p> <p>7) Acuerdo 232, MINEC de 2005: reafirma el Sistema de Precios Paridad de Importación para el GLP y la liberalización de la cadena de comercialización de combustibles.</p>	<p>1) Ley del Alcohol Carburante, del Decreto Ley 17 de 1985, y su reglamento (Decreto 57 de 1995)</p> <p>2) Ley de Comercialización de Hidrocarburos (Decreto 109 de 1997) y su Reglamento (Decreto 522 de 1999). Establece un mercado de libre competencia en materia de productos petroleros.</p>	<p>1) Decreto 94 de 1983: corresponde al Poder Ejecutivo (PE) revisar la estructura de precios de los derivados del petróleo.</p> <p>2) Decreto 41 de 1989: faculta al PE para fijar precios máximos de venta de productos esenciales de consumo popular e insumos indispensables para las actividades económicas del país.</p> <p>3) Acuerdo 378 de 1992: autoriza la libre importación de derivados, sujeta a fórmulas tarifarias establecidas por el PE.</p> <p>4) Acuerdo 131 de 1998 y sus modificaciones (Acuerdos 23 de 2003, 006 de 2004 y 008 de 2004, todos del MIC), establece el SPPI como mecanismo para determinar precios máximos al consumidor final.</p> <p>5) Decreto Ejecutivo PCM-005 de 2005: traslada Unidad Técnica del Petróleo y sus Derivados (UTP), al MIC y la deja a cargo de un Secretario Ejecutivo.</p>	<p>1) Reforma a la Ley Orgánica de INE (Ley 271 de 1998). Atribuye al INE el carácter de Ente Regulador.</p> <p>2) Ley de Suministro de Hidrocarburos (Ley 227) y su Reglamento (Decreto 38), ambos de 1998. Estos instrumentos jurídicos le permiten al INE regular al subsector y establecen principios en los cuales se reflejan los derechos y obligaciones de los agentes.</p>	<p>1) Ley N° 8 de 1987: regula actividades de hidrocarburos (exploración, explotación, refinación, transporte y almacenamiento).</p> <p>2) Decreto 29 de 1992, establece la política de liberalización y la creación de las Zonas Libres de Petróleo (ZLP).</p> <p>3) Decreto de Gabinete 13 de 1993: subsidio al GLP en cilindros de 25 lbs.</p> <p>4) Decreto de Gabinete 36 de 2003, en el contexto de la política nacional de hidrocarburos: establece el marco regulatorio para las actividades del subsector: importación, exportación, reexportación, refinación, transformación, reciclaje, mezclas, transporte, distribución y comercialización. Ha sido modificado por los Decretos de Gabinete 6, 23 y 35, ambos de 2004, y el Decreto 5 de 2005.</p> <p>5) Decreto de Gabinete 12 y Decreto Ejecutivo 49 del MICI, ambos de 2005: regulan la distribución y uso de GLP.</p>

Fuente: Informes oficiales.

Nota: Se incluyen únicamente las Leyes y decretos de mayor jerarquía, relacionados directamente con los hidrocarburos.

La ley 7356 de 1993 establece el monopolio estatal de la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados, inclusive combustibles, asfaltos y naftas, destinados a satisfacer la demanda nacional. El Estado ha concedido la administración de ese monopolio a la empresa pública Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope) para el desempeño de estas actividades, con la condición de que su capital accionario pertenezca en su totalidad al Estado.

El suministro, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos están reglamentados por el Decreto 28624 de 2001, el cual establece los requisitos y procedimientos que deben seguir los agentes dedicados a las actividades referidas. Este decreto también regula la organización, funcionamiento y competencia de la oficina especializada que se encarga de supervisar la aplicación del reglamento mencionado (la DGTCC, del MINAE). El transporte de combustibles en camiones cisterna está regulado por el Decreto Ejecutivo 24813-MAE de 1995, que establece las normas mínimas que deben cumplir los carrotaques utilizados en el trasiego de combustibles. El administrador de estas normas es la misma dirección.

b) El Salvador

i) Exploración y explotación. La ley de hidrocarburos (Decreto 626 de 1981) tiene por objetivo regular el fomento, desarrollo y control de la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, así como su transporte por ductos. Las actividades exploratorias desarrolladas en los años ochenta no arrojaron resultados promisorios. Seguramente por ello no se ha considerado necesario actualizar la ley referida.

ii) Refinación y comercialización. Durante varios años se han venido discutiendo proyectos para una ley de comercialización, los cuales no han alcanzado el consenso requerido en la Asamblea para su aprobación. La regulación de las actividades de comercialización de hidrocarburos quedó establecida en la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo (Decreto 169 de 1970, modificado por el Decreto Legislativo 1113, y su nuevo reglamento, contenido en el Decreto Ejecutivo 46, ambos de 2003). Dichos instrumentos contienen las cuestiones técnicas y administrativas para regular y vigilar las labores de almacenamiento, transporte y distribución de productos petroleros, e incluyen los aspectos relacionados con los permisos y procedimientos que deben cumplir los agentes, así como las obligaciones de éstos y el régimen de sanciones en caso de incumplimiento de las normas y procedimientos establecidos en los instrumentos referidos.

En materia de precios, la regulación se ha establecido por medio de decretos presidenciales y acuerdos ministeriales, en los cuales se ha previsto una liberalización gradual del mercado. A inicios de 1993 se instauró el Sistema de Precios Paridad de Importación (SPPI), mecanismo que se utilizaba para fijar los precios máximos de venta de los productos por la refinería. Sin embargo, mediante el Acuerdo 616 de 2003, los precios de toda la cadena de comercialización de los derivados (con excepción del GLP para uso doméstico) quedó liberalizada. La DHM calcula los precios de referencia para dichos productos, con el propósito de

comunicar los recargos que aplicarán a las gasolinas y al diesel,¹⁰ así como para monitorear el comportamiento de los precios de venta en el mercado local y su relación con el mercado internacional. De esa forma, desde mediados de 2003 únicamente han quedado regulados los precios de GLP para consumo doméstico y en presentaciones menores a 100 lbs.

c) Guatemala

i) Exploración y explotación. Se encuentra vigente la ley de hidrocarburos, decreto 109, sancionada en 1983, así como su reglamento y varios acuerdos gubernativos para reglamentar diversos aspectos de dicha ley, cuyos objetivos son moderar el aprovechamiento de los recursos petroleros, establecer la política petrolera orientada a obtener mejores resultados en la exploración y explotación, a fin de lograr la independencia energética del país y el autoabastecimiento de hidrocarburos. Existen reglamentos para regular el procedimiento para celebrar contratos de servicios petroleros con el gobierno (Acuerdo Gubernativo 167 de 1984) y para las ofertas de las concesiones petroleras de exploración y explotación (Acuerdo Gubernativo 764 de 1992) para la autorización e inscripción de contratistas de servicios petroleros.

ii) Refinación y comercialización. La Ley de Comercialización de Hidrocarburos, aprobada mediante el Decreto 109 de 1997, establece principios simples y precisos cuyos objetivos son propiciar el establecimiento de un mercado de libre competencia en materia de petróleo y derivados; agilizar los procedimientos relativos a las autorizaciones y funcionamiento de las diversas actividades de la industria del petróleo; velar por el cumplimiento de normas que fomenten y aseguren la comercialización, evitando las conductas contrarias a la libre y justa competencia; vigilar por el cumplimiento de normas que protejan la integridad física de las personas, sus bienes y su medio ambiente, y fijar parámetros para garantizar la cantidad y la calidad de los productos. Entre las principales previsiones de la ley para garantizar la competencia, se mencionan las siguientes: otorgamiento de la licencia sobre bases objetivas y no discriminatorias en todas las actividades de la cadena de procesamiento y comercialización; inexistencia de límites de distancia mínima para las estaciones de servicio; establecimiento libre de precios, incluyendo fletes internos; ausencia de impuestos específicos para el transporte de petróleo o derivados, y obligación de los agentes a vender sus productos a quien lo demande. La ley también tipifica prácticas comerciales restrictivas, como la negación a vender, cuotas discriminatorias, concertación de precios y otras.

d) Honduras

i) Exploración y explotación. La Ley de Hidrocarburos (Decreto 194 de 1984) y su Reglamento (Acuerdo 1276 de 1985) establecen el régimen jurídico de la investigación, exploración y explotación de yacimientos y de las actividades de transformación o refinación, transporte por oleoductos o gasoductos, comercialización y almacenamiento de las sustancias explotadas en el país. Corresponde a la Dirección General de Minas e Hidrocarburos de la

¹⁰ Estos recargos son los siguientes: Fondo de Estabilización y Fomento Económico (FEFE) y Contribución de Conservación Vial (FOVIAL).

SERNA proponer los principios y normas aplicables a las actividades inherentes a los hidrocarburos.

ii) Refinación y comercialización. Se han presentado varias iniciativas y propuestas para una ley de comercialización de petróleo y sus derivados; sin embargo, éstas no han alcanzado el consenso requerido para su aprobación. La regulación de las actividades de comercialización se ha establecido de forma progresiva por medio del Acuerdo 131 de 1998 y sus modificaciones, que han determinado la estructura de precios, tarifas al transporte, así como los impuestos aplicables a los hidrocarburos. Se ha autorizado la libre importación de derivados y se ha implantado el SPPI como mecanismo para determinar precios máximos al consumidor final.

e) Nicaragua

i) Exploración y explotación. La Ley 286, Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobada en 1998, determina las normas para reactivar el interés de la industria petrolera internacional hacia Nicaragua, ya sea por la vía de la licitación o negociación directa, bajo el régimen de contratos de concesión de exploración y explotación de hidrocarburos, de producción compartida y otras modalidades aceptadas internacionalmente.

ii) Refinación y comercialización. Estas actividades se rigen por la Ley 277, Ley de Suministro de Hidrocarburos, sancionada también en 1998. Dicha ley está fundamentada en un modelo de liberalización de las funciones de importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización. Las tareas de importación, almacenamiento y refinación están sujetas a condiciones especiales con respecto a mantenimiento e inventarios mínimos. Las autoridades están facultadas para declarar la utilidad pública de instalaciones, de acuerdo con las normas constitucionales. El capítulo VI de la ley está dedicado a la promoción de la competencia. Prohíbe las prácticas anticompetitivas, la formación de cárteles, la concertación interna de precios, el acaparamiento y la escasez ficticia. Los titulares de licencias tienen la obligación de vender y prestar servicio a todos los clientes que lo soliciten, sin ningún tipo de discriminación. La ley establece el uso potencial por terceros de las instalaciones que estén disponibles y que no estén siendo usadas por los titulares de licencias. Los interesados negociarían el precio del servicio de las capacidades disponibles con los propietarios u operadores de instalaciones que tengan la capacidad para transportar por ductos y almacenar hidrocarburos, siempre y cuando no existan razones económicas o técnicas que lo impidan.

f) Panamá

i) Exploración y explotación. La Ley 8 de 1987 tiene por “objeto principal, fomentar y regular la exploración y explotación de yacimientos de petróleo, asfalto que se encuentre en su estado natural, gas natural y demás hidrocarburos”, así como reglamentar las demás actividades de la cadena de los hidrocarburos. De acuerdo con preceptos de la constitución, dicha ley declara de utilidad pública e interés social las actividades de exploración y explotación de yacimientos de petróleo. Corresponde a la DGH del Mici la aplicación y otorgamiento de licencias y permisos relacionados con la exploración y explotación.

ii) Refinación y comercialización. Como ya se mencionó, estas acciones también están regidas por la ley 8. El transporte por ductos, la refinación y el almacenamiento son considerados de utilidad pública e interés social y corresponden al Estado, el cual podrá celebrar contratos de operación y comercialización con empresas nacionales o extranjeras. La ley referida regula también el transporte por ductos y el almacenamiento de hidrocarburos como servicios públicos, por lo que les aplica condiciones de acceso abierto. Los contratistas están obligados, cuando tengan capacidad, a transportar y almacenar hidrocarburos extraídos por terceros, sin discriminación.

La Ley 8 continúa vigente; sin embargo, la reglamentación relacionada con la comercialización de hidrocarburos fue modernizada en 1992 cuando, mediante una serie de decretos, se inició la liberalización del subsector hidrocarburos. De esta forma, el Decreto 29 de 1992, y varias modificaciones posteriores, crean las Zonas Libres de Petróleo (ZLP).¹¹ Asimismo, definen los aranceles de importación de los productos derivados del petróleo, así como un calendario de desgravación (que empezaba en 20%, con reducciones anuales de 1%, durante 15 años, hasta llegar a 5%, congruente con la tarifa de protección establecida para la Refinería Panamá, S.A., en un contrato por 20 años, suscrito el año referido (Contrato-Ley 35 de 1992). En mayo de 2002 el Estado y la refinería decidieron la terminación anticipada del Contrato Ley 35.¹²

El Decreto de Gabinete 36 de 2003, en el contexto de la política nacional de hidrocarburos, instaura el marco regulatorio para las actividades del subsector (importación, exportación, reexportación, refinación, transformación, reciclaje, mezclas, transporte, distribución y comercialización). Ha sido modificado por los Decretos de Gabinete 6, 23 y 35, todos de 2004. El Decreto de Gabinete 36 ha permitido la incorporación de las ZLP en el suministro mayorista de hidrocarburos al mercado panameño, lo cual ha incrementado favorablemente la competencia. En la actualidad, el Decreto de Gabinete 5 de 2005 libera por completo al mercado de derivados de petróleo, ya que los Precios Paridad de Importación dejan de ser obligatorios y se convierten en precios sugeridos. Además, se modificaron algunos

¹¹ En las ZLP el contratista puede realizar las siguientes actividades: introducir, almacenar, refinar, transformar, manufacturar, mezclar, purificar, envasar, mercadear, transportar, trasegar, bombear, vender para el mercado doméstico, exportar, reexportar y, en general, manipular y suministrar petróleo. Los concesionarios de dichas zonas pueden construir la infraestructura necesaria para sus actividades. Con las nuevas disposiciones, se han eliminado las barreras y se han incorporado las ZLP en el abastecimiento del mercado local, decisión de gran trascendencia por el tamaño de los almacenamientos y la competitividad del mercado de combustibles asociado a la actividad del Canal. El petróleo crudo semiprocado y los productos derivados que se importen al territorio aduanero de la República de Panamá deberán introducirse previamente a las áreas designadas como ZLP. Los productos exentos de impuesto sólo se podrán almacenar en estas áreas. Los productos destinados al mercado doméstico deben cumplir con las especificaciones de las normas técnicas panameñas.

¹² En 1998, el gobierno emitió el Decreto Ejecutivo 22, que exoneraba de impuesto las importaciones de derivados realizadas por las empresas generadoras de energía termoeléctrica, momento que coincidió con la reforma de la industria eléctrica y privatización de los activos de generación y distribución eléctrica. Los usuarios industriales también exigieron combustibles más baratos. El gobierno y la refinería entraron entonces en una etapa de negociación, llegando al acuerdo de dar por terminado, anticipadamente, el Contrato Ley 35. La refinería continuará operando como una ZLP pero se revierten al Estado los bienes de su propiedad que fueron otorgados en concesión.

artículos del Decreto 36, reduciendo las barreras y permitiendo la entrada a nuevos actores. Por otra parte, el Decreto de Gabinete 12 y el Decreto Ejecutivo 49 del MICI, ambos de 2005, regulan la utilización de GLP como carburante automotor.

2. Leyes sobre la defensa de los consumidores y la competencia

Todos los países de la región cuentan con leyes de protección al consumidor, mientras que sólo en Costa Rica, El Salvador y Panamá existen leyes aprobadas de promoción de la competencia.

En Costa Rica, la Ley de Promoción de la Competencia y Defensa Efectiva del Consumidor (Ley 7472, enero de 1995) se aplica a todos los agentes económicos —con excepción de los prestadores de servicios públicos—, que en materia de hidrocarburos corresponden a las actividades de Recope ya referidas. La Ley 7472, en su parte referente a la defensa del consumidor, indica que todos los consumidores son sus beneficiarios, y los productores y los comerciantes, tanto del sector público como del privado, están obligados a cumplirla. La ley enumera una serie de derechos fundamentales e irrenunciables de los consumidores. Asimismo, señala las funciones del Poder Ejecutivo y los deberes de los comerciantes. El incumplimiento de las obligaciones faculta al interesado para acudir a la Comisión Nacional del Consumidor, órgano de máxima desconcentración adscrito al Ministerio de Economía, Industria y Comercio. A esta instancia corresponde velar por el cumplimiento de la ley y demás normas que garanticen la defensa efectiva del consumidor. La Ley 7472 también creó la Comisión para Promover la Competencia, que es la encargada de conocer —de oficio o por denuncia— y sancionar, cuando proceda, las prácticas que constituyen impedimentos o dificultades a la libre competencia.

En El Salvador, la Ley de Protección al Consumidor fue aprobada en 1996 y tiene por objeto salvaguardar el interés de los consumidores, estableciendo normas que lo protejan del fraude o abuso dentro del mercado. Ahora, la Asamblea Legislativa ha aprobado la Ley de Libre Competencia (Decreto 26, de diciembre de 2004), que entró en vigor a partir del mes de enero de 2006, y su objetivo es incrementar la eficiencia económica y el bienestar de los consumidores, por medio de la promoción y garantía de la competencia y la prevención y eliminación de prácticas anticompetitivas que limiten o restrinjan la competencia o impidan el acceso al mercado de cualquier agente económico. Contempla la creación de una superintendencia, ente colegiado que supervisará tanto mercados regulados como no regulados a fin de detectar prácticas que vayan en contra de la sana competencia o distorsionen el comercio. Lo anterior incluye la supervisión de aquellos sectores con carácter monopolista u oligopolista. En materia de hidrocarburos, quedará sin efecto el artículo 8, Decreto 169 (de las distancias mínimas entre gasolineras), así como cualquier disposición contenida en dicho Decreto, que contraríe al referido de la recién aprobada ley.

En el caso de Guatemala, el país sólo cuenta con una ley de protección al consumidor, instrumentada en el Decreto 1 de 1985, cuyo fin es controlar y evitar el alza inmoderada de los precios de los productos y servicios esenciales para la población, así como determinar los delitos económicos y las sanciones correspondientes. No obstante, el artículo 16 de dicha ley excluye de ella las disposiciones contenidas en la Ley de Comercialización de Hidrocarburos (Decreto 109

de 1997), puesto que en esta última se definen las infracciones y sanciones en las que pueden incurrir los operadores en la comercialización de hidrocarburos.

En Honduras, la Ley de Protección al Consumidor, sancionada en 1989, indica que la Dirección General de Producción y Consumo de la Secretaría de Industria y Comercio es el organismo encargado de administrar su aplicación, su reglamento y demás disposiciones complementarias. Asimismo, se han aprobado una serie de normas referidas a la defensa del consumidor, vinculadas con los requisitos de normalización de productos, control de calidad, publicidad, promoción, ofertas, garantías, y otros. Sin embargo, estas normas no abarcan la sanción de prácticas anticompetitivas ni la prevención de procesos de concentración que restrinjan las condiciones de competencia en el mercado. Con respecto a ley de competencia, existe un anteproyecto presentado por el gobierno a la Asamblea Legislativa, pero aún no ha sido aprobado.

Nicaragua sólo cuenta con la ley de Defensa de los Consumidores (Ley 182 de 1994). En su artículo 40 señala que corresponde al Ministerio de Fomento, Industria y Comercio (Mific) la competencia y aplicación de dicha ley. Esta norma se limita a regular la calidad de los bienes y servicios, información y publicidad, protección contractual y operaciones de créditos y responsabilidades. En materia de defensa de la competencia, sólo hay referencias accidentales para los casos de escasez (artículo 8).

Panamá cuenta, desde 1996, con la ley de la defensa de la competencia, la protección del consumidor y las prácticas de *dumping* (Ley 29 de 1996), la cual controla las prácticas monopolistas vedadas, las prácticas monopolistas absolutas y las concentraciones económicas prohibidas. La autoridad que aplica la ley es la Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor (CLICAC), entidad pública, con personalidad jurídica propia, que posee autonomía e independencia en el ejercicio de sus funciones y se encuentra adscrita al Mici. Conviene observar que los agentes —contratistas y poseedores de permisos y registros— deben cumplir con las normas establecidas en la ley 29. En ese sentido, deben prestar sus servicios de acuerdo con tarifas o precios fijados sobre una base económica y no discriminatoria, entendiéndose por esto igualdad de precios, en igualdad de condiciones.

Panamá regula la protección del consumidor mediante la ley 29 de 1996 (de la defensa de la competencia y las prácticas de *dumping*) ya referida. Su título II está dedicado a la protección al consumidor. Los beneficiarios son todos los consumidores de bienes y servicios finales y quedan obligados a cumplirla todos los proveedores. La ley especifica las obligaciones del proveedor y la función del Estado; sin embargo, no se hacen explícitos los derechos de los consumidores.

3. Aspectos generales de las leyes de medio ambiente

a) Los marcos legales nacionales del medio ambiente y la coordinación con el subsector hidrocarburos

En la década de 1990 fueron aprobadas la mayoría de las leyes generales del ambiente; sin embargo, en varios casos existen antecedentes de leyes iniciales aprobadas durante los años ochenta. Las regulaciones sobre cada recurso natural se encuentran separadas, como en el caso del subsector petrolero; no obstante, en aspectos ambientales prevalece lo estipulado por las leyes generales del ambiente. Los entes encargados del medio ambiente desempeñan un papel fundamental en la concesión de permisos y en el control de las actividades petroleras. Por esa razón, las direcciones u oficinas a cargo del sector hidrocarburos han buscado mecanismos para mantener una comunicación fluida con las autoridades del medio ambiente. En Costa Rica, y parcialmente en Honduras, las actividades ambientales como las petroleras dependen de un mismo ministerio, lo cual facilita la coordinación. En los otros cuatro países, una institución separada es la encargada del medio ambiente. En el cuadro 6 se muestra a las instituciones rectoras del ambiente y las leyes generales en la materia con su fecha de aprobación.

Cuadro 6

PRINCIPALES LEYES QUE CONFORMAN EL MARCO JURÍDICO Y NORMATIVO DEL MEDIO AMBIENTE

Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Instituciones rectoras del medio ambiente					
Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), y Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA)	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN)	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN)	Secretaría de Recursos naturales y Ambiente (SERNA)	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARENA)	Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM)
Leyes del medio ambiente					
Ley Orgánica del Ambiente (Ley 7554 de 1995)	Ley del Medio Ambiente (Decreto Legislativo 233 de 1998), y creación del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Decreto 27 de 1997)	Ley de Protección y mejoramiento del medio ambiente (Decreto 68 de 1986); Reglamento de evaluación, control y seguimiento ambiental (Acuerdo Gubernativo 23 de 2003) y Política marco de gestión ambiental (decreto gubernativo 791 de 2003)	Decreto 104 de 1993, Ley General del Ambiente	Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (Ley 217 de 1996) y su reglamento, y creación del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Decreto Ejecutivo 27 de 1997)	Ley General del Ambiente (Ley 41 de 1998)

i) Costa Rica. El Minae está encargado de crear los instrumentos necesarios para conseguir un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, según la Ley 7554, Ley Orgánica del Ambiente de 1995. Entre sus objetivos se cuentan: la satisfacción de las necesidades humanas básicas, sin limitar las opciones de las generaciones futuras; la promoción de los esfuerzos necesarios para prevenir y minimizar los desafíos que puedan causarse al ambiente, y el establecimiento de principios que orienten las actividades de la Administración Pública en materia ambiental, incluyendo los mecanismos de coordinación para una labor eficiente y eficaz.

La ley creó también el Consejo Nacional de Ambiente, integrado por el presidente de la nación y varios ministerios. El consejo, a su vez, está apoyado por dos secretarías, una de ejecución y otra técnica; esta última integrada por representantes de distintos sectores. Se crearon los Consejos Regionales Ambientales, como máxima instancia regional desconcentrada con participación de la sociedad civil, encargados de promover la mayor participación ciudadana en el análisis y discusión de las políticas ambientales que afecten a la región, atender denuncias ambientales y gestionar ante los órganos pertinentes las acciones respectivas.

Se creó también la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (Setena), como órgano de desconcentración máxima del Minae, cuyo propósito fundamental es armonizar el impacto ambiental con los procesos productivos; es el ente encargado de aprobar o rechazar actividades de materia ambiental mediante la evaluación inicial, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), y la audiencia pública. Las personas que ofrezcan los servicios de consultoría para la elaboración, evaluación y análisis complementario de EIA deben estar inscritas en los libros de registro de la Setena.

ii) El Salvador. La Ley del Medio Ambiente (Decreto 223) fue promulgada en 1998 y el Ministerio de Medio Ambiente fue creado en junio de 1997. La ley no tiene reglamento aprobado, lo cual requerirá de la creación de un decreto ejecutivo. Las reglas y normas específicas para cada sector se elaborarán en coordinación con la autoridad sectorial competente y concedora, que en el caso de los hidrocarburos es la DHM.

Los principios fundamentales de esta ley secundan las directrices generales presentes en la mayoría de las legislaciones internacionales, en particular las de los países centroamericanos. La ley postula que el desarrollo económico debe ser compatible con el medio ambiente, asegurando la sustentabilidad de los recursos naturales, y fija el principio de que el que contamina paga, ya sea mediante la restauración o la compensación. Asimismo, incorpora la colaboración de la población en la gestión ambiental y determina el derecho de ésta a ser informada. También establece un sistema de evaluación ambiental, con los siguientes instrumentos: evaluación ambiental estratégica, evaluación de impacto ambiental, programa ambiental, permiso ambiental, diagnósticos ambientales, auditorías ambientales y consulta pública.

iii) Guatemala. La Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente (Decreto 68 de 1986) reglamenta la protección y mejoramiento del medio ambiente y el mantenimiento del equilibrio ecológico para mejorar la calidad de vida de los habitantes del país. Establece los elementos ambientales del sistema hídrico, lítico y edáfico, la prevención y control de la contaminación, y la conservación y protección de los sistemas bióticos. Mediante la ley referida se fundó la Comisión Nacional del Medio Ambiente (Conama), que luego se transformó en Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), creado por el Decreto 90 de 2000.

En dicha ley se disponen medios para que la acción popular pueda denunciar ante la autoridad todo hecho que genere contaminación y deterioro de los recursos naturales o que incida en los niveles de calidad de vida. El órgano encargado de la aplicación de las sanciones impuestas por infracciones a las disposiciones de la ley es el MARN, que también se ocupa de dictaminarlas. Antes de dar inicio a cualquier actividad de hidrocarburos o de ampliación de éstas, el responsable de un proyecto debe presentar ante la autoridad competente un estudio de impacto ambiental, realizado por una empresa registrada y calificada por la autoridad respectiva. Para la coordinación interinstitucional existen convenios entre el MEM y el MARN para apoyar una Unidad Técnica Medioambiental del primero, compuesta por profesionales de cada una de las direcciones del MEM: hidrocarburos, minería y energía.

En el marco de esa coordinación se presentan iniciativas para reglamentar las actividades del sector. Así, el MEM ha elaborado propuestas con relación al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, cuyo objetivo consiste en crear normas y disposiciones para el desarrollo de las actividades de exploración, explotación, transporte y actividades conexas con el aprovechamiento de los hidrocarburos, para evitar un impacto ambiental o social en los ecosistemas.

iv) Honduras. La Ley General del Ambiente de 1993 declara de utilidad pública y de interés social a la protección, conservación, restauración y manejo sostenible del ambiente y de los recursos naturales. Especifica que los recursos naturales no renovables deben aprovecharse de modo que se evite su agotamiento y la generación de efectos ambientales negativos en el entorno. Entre los objetivos específicos de la ley se encuentran: i) propiciar un marco adecuado que permita orientar las actividades agropecuarias, forestales e industriales hacia formas de explotación compatibles con la conservación y el uso racional y sostenible de los recursos naturales y la protección del ambiente en general, y ii) implantar la EIA para la ejecución de proyectos públicos o privados que puedan ser contaminantes o degradantes. La reglamentación ambiental es función de la SERNA, mediante las Direcciones de Gestión Ambiental, y de Evaluación y Control. La primera de ellas tiene funciones de gestión y se orienta hacia la divulgación y promoción de principios para proteger el medio ambiente, así como a la elaboración de normas para el manejo de sustancias y emisiones. La segunda lleva a cabo las preauditorías, establece términos de referencia, otorga las licencias ambientales, y se encarga del seguimiento y control. Las directrices y políticas generales las establece el Consejo Consultivo de Medio Ambiente (Cocoma).

El sistema de protección ambiental también contempla la participación de la Procuraduría del Ambiente (parte del poder ejecutivo), la cual representa al Estado en los aspectos ambientales, y la Fiscalía del Ambiente (parte del poder judicial), la cual tutela los derechos de los ciudadanos por oficio o denuncia. Las ONG y los ciudadanos en general actúan a través de la Fiscalía y no pueden emprender una acción directa.

v) Nicaragua. En Nicaragua se aprobó la Ley General del Medio Ambiente y de Recursos Naturales (Ley 217 de 1996), que establece la normativa para la conservación, protección, mejoramiento y restauración del medio ambiente y de los recursos naturales, a fin de asegurar su uso racional y sostenible. La rectoría de las actividades está a cargo del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Marena), institución que implementa los trámites para el otorgamiento del permiso ambiental, documento obligatorio para los proyectos que requieran

estudio de impacto ambiental. No obstante, la Ley de Hidrocarburos ordena que el INE, en su Unidad Ambiental, es el que inicia el proceso de autorización de la licencia ambiental para las concesiones petroleras.

vi) Panamá. La constitución decreta que el Estado reglamentará, fiscalizará y aplicará oportunamente las medidas necesarias para garantizar la utilización y el aprovechamiento de la fauna terrestre, fluvial y marina, así como de los bosques, tierras y aguas. Las concesiones para la explotación del suelo, del subsuelo, de los bosques y para la utilización de agua, de medios de comunicación o transporte y de otras empresas de servicio público, se inspirarán en el bienestar social y el interés público. La ley del ambiente (Ley 41 de 1998) reafirma que los recursos naturales son de dominio público y de interés social y dispone, entre sus principios, el uso sostenible de los recursos naturales. Esta ley constituye el estatuto jurídico que define el carácter y contenido de las políticas ambientales, fijando las prerrogativas, atribuciones y límites de la gestión ambiental, y reglamentando además los elementos orgánicos y funcionales de procedimiento de la institucionalidad ambiental.

La Autoridad Nacional del Ambiente (Anam) es la entidad rectora en materia de recursos naturales y del ambiente, encargada de vigilar el cumplimiento y aplicación de las leyes, reglamentos y política nacionales respecto del ambiente. Se fundó por la Ley 41 antes mencionada.

b) Convenios y tratados internacionales en materia del medio ambiente

En el ámbito regional, la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD) del SICA es la responsable de coordinar las acciones e iniciativas sobre medio ambiente. Su objetivo es mantener y preservar el ambiente natural de la región. La estrategia quedó definida con la suscripción, en agosto de 1994, de la Alianza Centroamericana para el Desarrollo Sostenible.

Todos los países de la región han suscrito la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (Protocolo de Kioto), cuyo objetivo principal es contribuir a la solución de la problemática ambiental asociada al calentamiento atmosférico global. A nivel regional, bajo la jurisdicción de la CCAD, se han instituido el Consejo Centroamericano de Cambio Climático y los Programas de País sobre Cambio Climático, los cuales buscan la coordinación de esfuerzos nacionales y regionales. Éstos buscan garantizar un cumplimiento efectivo de los compromisos contraídos, promover foros regionales de discusión y encontrar posiciones comunes sobre temas de negociación en el marco del Convenio.

Los países del Istmo Centroamericano han ratificado el Convenio sobre la diversidad biológica como marco político global. Otra iniciativa regional fue la suscripción del Convenio para la conservación de la biodiversidad y la protección de las áreas silvestres prioritarias en lo Centroamérica, cual ha requerido el establecimiento de prioridades de la región de acuerdo con los diferentes objetivos nacionales y locales.

Los países de la región han suscrito otros convenios internacionales; algunos se citan a continuación, con la salvedad de que algunos pueden no haber sido firmados por los seis países:

i) convenio sobre la prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias; ii) protocolo de 1978 relativo a la convención internacional para la prevención de la contaminación del mar por barcos; iii) acuerdo sobre la cooperación regional para el combate de la contaminación del Pacífico sudeste por hidrocarburos y otras sustancias nocivas en casos de emergencias; iv) protocolo para la protección del pacífico sudeste contra la contaminación proveniente de fuentes terrestres; v) protocolo de cooperación para combatir los derrames de hidrocarburos en la región del Gran Caribe; vi) protocolo para la protección del pacífico sudeste contra la contaminación radioactiva; vii) convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación, y viii) acuerdo regional sobre movimientos transfronterizos de desechos peligrosos.

II. CONDICIONES DE BASE DE LA INDUSTRIA PETROLERA CENTROAMERICANA

A fin de analizar la industria petrolera en los países del Istmo Centroamericano, se ha tomado la cadena de razonamiento estructura-comportamiento-resultados (SCP por sus siglas en inglés) de la economía industrial. Esta metodología, concebida por E. Mason,¹³ de la Universidad de Harvard, postula que existen relaciones causales entre las estructuras de un mercado, los comportamientos o estrategias de las empresas situadas en este mercado y sus resultados. Para completar la secuencia de razonamiento, es necesario estudiar primero las condiciones de base que caracterizan el entorno general en que operan las distintas empresas de una industria.

Estas condiciones de base —como las características de la oferta y la demanda—, tienen efectos sobre las estructuras de la industria. Por su parte, las estructuras están determinadas por el número de agentes en el mercado (grado de concentración), el régimen de propiedad y el tipo de relaciones competitivas que mantienen las empresas en la industria, entre otras. Las estructuras también permiten la aplicación de diferentes estrategias en materia de precios, producción e inversiones. Estas estrategias explican el nivel de resultados en términos de eficiencia productiva y asignativa, progreso tecnológico y rentabilidad.

Cabe señalar que la secuencia descrita no es unívoca, en la medida en que existen considerables efectos de retroalimentación; por ejemplo, el nivel de ganancias realizado por las firmas en un mercado afecta en forma directa las estructuras de éste (número de firmas). Una mayor ganancia de las firmas instaladas alentará la entrada de nuevas empresas en este mercado.¹⁴

En este capítulo se analizan las condiciones de base de la industria petrolera centroamericana, referidas a los aspectos técnicos, tales como oferta, consumo, balance de derivados, normas y especificaciones de los productos y nuevos combustibles. Los datos estadísticos utilizados corresponden al año 2004.

¹³ Véase Mason (1957).

¹⁴ Esta metodología ha sido también objeto de críticas, relacionadas, en primer lugar, con un carácter estático de la secuencia de razonamiento y, en segundo, con algunos estudios empíricos, cuyos resultados encontrados no fueron los esperados por la metodología (en particular la relación entre el grado de concentración y las ganancias). Véase Giraud (1991).

A. OFERTA

1. Exploración, explotación y producción

Únicamente Guatemala lleva a cabo labores de explotación petrolera. Durante los últimos años, cinco países realizaron estudios y actividades de prospección petrolera. A continuación se resume la situación de cada país.

a) Costa Rica

Existe documentación en la que se registran tareas de prospección desarrolladas en varias etapas desde inicios del siglo XX.¹⁵ Hasta la fecha no se han encontrado yacimientos que justifiquen una explotación comercial; sin embargo, las buenas condiciones geológicas indican que no se descarta la posibilidad de que el país tenga potencial petrolero. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos de 1994, la exploración y eventual explotación será desarrollada por compañías privadas. El territorio nacional se ha dividido en 26 grandes bloques (terrestres y marinos), con una superficie no mayor de 2.000 km² cada uno.

En 1997 fueron adjudicados cuatro de estos bloques —dos marinos y dos terrestres, ubicados en la provincia de Limón— a la compañía estadounidense MKJ Xploration Inc, firma que después cedió sus derechos y obligaciones a la también estadounidense Harken. El estudio ambiental de la primera fase (correspondiente a estudios geofísicos) fue aprobado por la Setena en marzo de 1999, y el contrato de concesión fue firmado por el poder ejecutivo en octubre de 1999. En julio del 2000, Harken presentó a la Setena el Estudio de Impacto Ambiental de la segunda fase (perforación de pozo exploratorio en plataforma del Caribe de Costa Rica), el cual, luego de un riguroso escrutinio, fue rechazado a causa de consideraciones de forma y fondo en febrero de 2002.¹⁶ La empresa referida trató de interponer una demanda internacional en contra del gobierno, planteando una indemnización cuantiosa, pero más tarde se canceló el trámite. En febrero de 2005, el gobierno costarricense decidió anular el contrato de concesión con la petrolera.¹⁷

¹⁵ Por ejemplo, los pozos perforados por varias empresas privadas en Cahuita (provincia de Limón, en la zona atlántica del país) entre los años 1900-1930, y las actividades efectuadas por la antigua Gerencia de Exploraciones de RECOPE (1980-1992), que incluyó el levantamiento de geología de superficie, sísmica, gravimetría, aeromagnetometría y seis pozos profundos (véase MINAE, Plan Nacional de Energía 2001-2016).

¹⁶ Sesión ordinaria 009-2002 de la Comisión Plenaria de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental, celebrada el 28 de febrero del 2002.

¹⁷ Véase *La Nación* (2005).

b) El Salvador

En este país no se han registrado actividades de exploración. El único estudio existente a la fecha fue elaborado con la cooperación de las Naciones Unidas hace más de 20 años, y comprendió investigaciones sísmicas y de geología superficial.

c) Guatemala

Es el único país de la región que ejecuta actividades de exploración, explotación y producción de petróleo. La zona petrolera se encuentra ubicada al norte del país, con mayor presencia en los departamentos de El Petén y Alta Verapaz. El país cuenta actualmente con 20.600 km de sísmica bidimensional (2D) y 450 km² de sísmica tridimensional (3D). Asimismo, existen 136 pozos perforados, los de mayor producción ubicados en el Campo Xan, y los de menor producción situados en los campos de Rubelsanto, Chocop, Chinajá y Las Casas. Por otra parte, hay alrededor de 100 pozos exploratorios, más de 40 con indicios, los cuales se encuentran sujetos a evaluación.

Las reservas probadas de hidrocarburos en 2003 ascendieron a 493 millones de barriles de crudo.¹⁸ Por su calidad,¹⁹ este crudo no se consume en el país ni en la región; sólo un volumen pequeño se procesa para la producción de asfaltos y el resto es exportado. Para estas operaciones, representan un papel importante el oleoducto y la minirrefinería La Libertad. Está en construcción una refinería que a partir de 2006 procesará parte del crudo. Por otra parte, se han encontrado indicios de crudos livianos en otras áreas, por ejemplo, en la cuenca de Amatique, donde existen cinco pozos de tipo estructural que reportan una calidad de crudo de 23°-40° API. La cuenca del Pacífico también ha sido explorada, y los trabajos en tres pozos orientan hacia la producción de gas natural.

En 2005 se abrió el proceso de licitación para la explotación de dos campos petroleros ubicados entre Petén y Alta Verapaz, con reservas estimadas en 200 millones de barriles. Las ofertas fueron recibidas en el mes de julio de 2005 por la Comisión Nacional Petrolera.

d) Honduras

Han sido pocas las actividades de exploración/explotación en este país. Entre 1920 y 1983, las compañías Texaco, Esso y Shell realizaron actividades de exploración, habiendo evaluado 29 pozos (13 marítimos y 16 terrestres), con resultados no comerciales. En 1997, con

¹⁸ Véase OLADE, Sistema de Información Económico Energética (SIEE).

¹⁹ El crudo es de tipo pesado, con un peso específico promedio de 16° API, 6% de azufre, 8,7% del volumen en destilados (gasolina 2,45%, kerosina 0,63%, diesel 5,56%). El volumen total de crudo procesado en el quinquenio 2000-2004 fue de 40.182.000 barriles, lo que representa una producción anual promedio de 8.036.000 barriles. En 2004 la producción fue de 7.384.000 barriles, reportando los siguientes subproductos del proceso de la minirrefinería La Libertad: 390.000 barriles de asfaltos, 3.900 barriles de naftas, 4.800 barriles de kerosina, 148.000 barriles de diesel y 6.800 barriles de gas oil de vacío.

asistencia de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA), se firmó un convenio a fin de obtener un plan maestro de exploración y explotación petrolera. A la luz de este convenio, se realizaron estudios de exploración, con resultados positivos en la zona marítima. En abril de 2001 la SERNA firmó la continuación del Acuerdo de Servicios de Consultoría para la Exploración petrolera con JAPEX JGI (Japan Petroleum Exploration Company y Japex Geoscience Institute, Inc.), cuyo objetivo es asistir al gobierno en la promoción de la exploración de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias de la Mosquitia y Tela.

e) Nicaragua

El INE ha compilado y evaluado toda la información y estudios petroleros efectuados durante el período 1960-1979 en las plataformas continentales del Pacífico y el Caribe de Nicaragua. La información total con que se cuenta consiste en reportes de evaluación, registro de 34 pozos perforados y alrededor de 37.000 km de recubrimiento sísmico marino, 2D en ambas plataformas continentales. En el año 2000 se firmó un acuerdo de Asistencia Técnica y Financiera con el Gobierno de Noruega, con el propósito de impulsar una campaña de promoción de exploración petrolera y la ejecución de la primera ronda de licitación petrolera internacional. Durante 2003 se abrió la primera licitación, proceso que dio como resultado la suscripción de un contrato de concesión, en abril de 2004, con la firma “Industrias Oklahoma– Nicaragua, S.A.” (INDOKLANICSA). La concesión comprende un área de 3.422 km², ubicada en el Pacífico costa dentro (en el Istmo de Rivas). El permiso ambiental fue obtenido en mayo de 2005. Adicionalmente, se encuentran avanzadas las negociaciones con dos firmas para la concesión de cuatro áreas, ubicadas mar adentro, en la costa atlántica del país.

f) Panamá

Las pocas labores de exploración que hubo se llevaron a cabo entre 1919 y 1989; el país se ha dividido en ocho cuencas sedimentarias y se han efectuado perforaciones en 36 pozos exploratorios, sin que se tengan reportes que confirmen la posibilidad de una producción comercial. En 2001, la Compañía Harken consiguió el permiso de exploración geológica, geoquímica y geofísica para la identificación de zonas de potencial de hidrocarburos del país. En 2005 se concedió un permiso de exploración geológica, geoquímica y geofísica a la empresa Circle Oil Co. (de Panamá) para un área en la Costa Atlántica cercana a la frontera colombiana. Actualmente, el Mici inició negociaciones con la Compañía Harken de Panamá, Ltd. para un contrato de exploración y explotación en áreas del Golfo de San Miguel y Garachiné, en la provincia de Darién.

2. Infraestructura existente ²⁰

a) Puertos de recepción de hidrocarburos

Los puertos marítimos son fundamentales para el subsector hidrocarburos, ya que a través de ellos ingresan casi todos los crudos y los productos derivados del petróleo que requieren los países de la región. ²¹ Un resumen de los puertos petroleros de la región, ordenados por país y por su ubicación, se muestra en el mapa 1. También se indica la ubicación de la infraestructura de almacenamiento y ductos.

En su mayoría, las operaciones petroleras de descarga se hacen mediante boyas y, en algunos casos, por medio de muelles específicos (casos de Moín en Costa Rica, Acajutla en El Salvador, Corinto en Nicaragua y Bahía de las Minas en Panamá). En algunos casos la empresa petrolera arrienda instalaciones a una autoridad portuaria, y en otros es la dueña. Durante 2004, 22 puertos —12 en el océano Atlántico y 10 en el Pacífico— reportaron actividades petroleras, las cuales fueron efectuadas por 26 operadores, tres de ellos con participación directa en la importación de crudos (Moín en Costa Rica, Acajutla en El Salvador, y Puerto Sandino en Nicaragua).

La infraestructura del transporte marítimo de la región no corresponde a la ventajosa situación geográfica que posee. Dicha infraestructura no tiene la capacidad suficiente para atender los servicios portuarios, lo cual incrementa de forma directa los costos de los fletes, carga, descarga y almacenamiento. Todo esto provoca graves desequilibrios en los costos para los usuarios finales de los servicios. Sin embargo, se han reportado mejoras en algunos puertos de la subregión. En Guatemala se realizó el dragado de la Bahía de Ametique, lo que permite un mayor tamaño de los tanqueros para derivados y el arribo de buques para la exportación del crudo nacional. Por su parte, en Costa Rica se está llevando a cabo el dragado del puerto de Moín. En El Salvador, en 2005 se inició la construcción del nuevo puerto de Cutuco, ²² en el cual se espera la instalación de operadores petroleros y de centrales termoeléctricas.

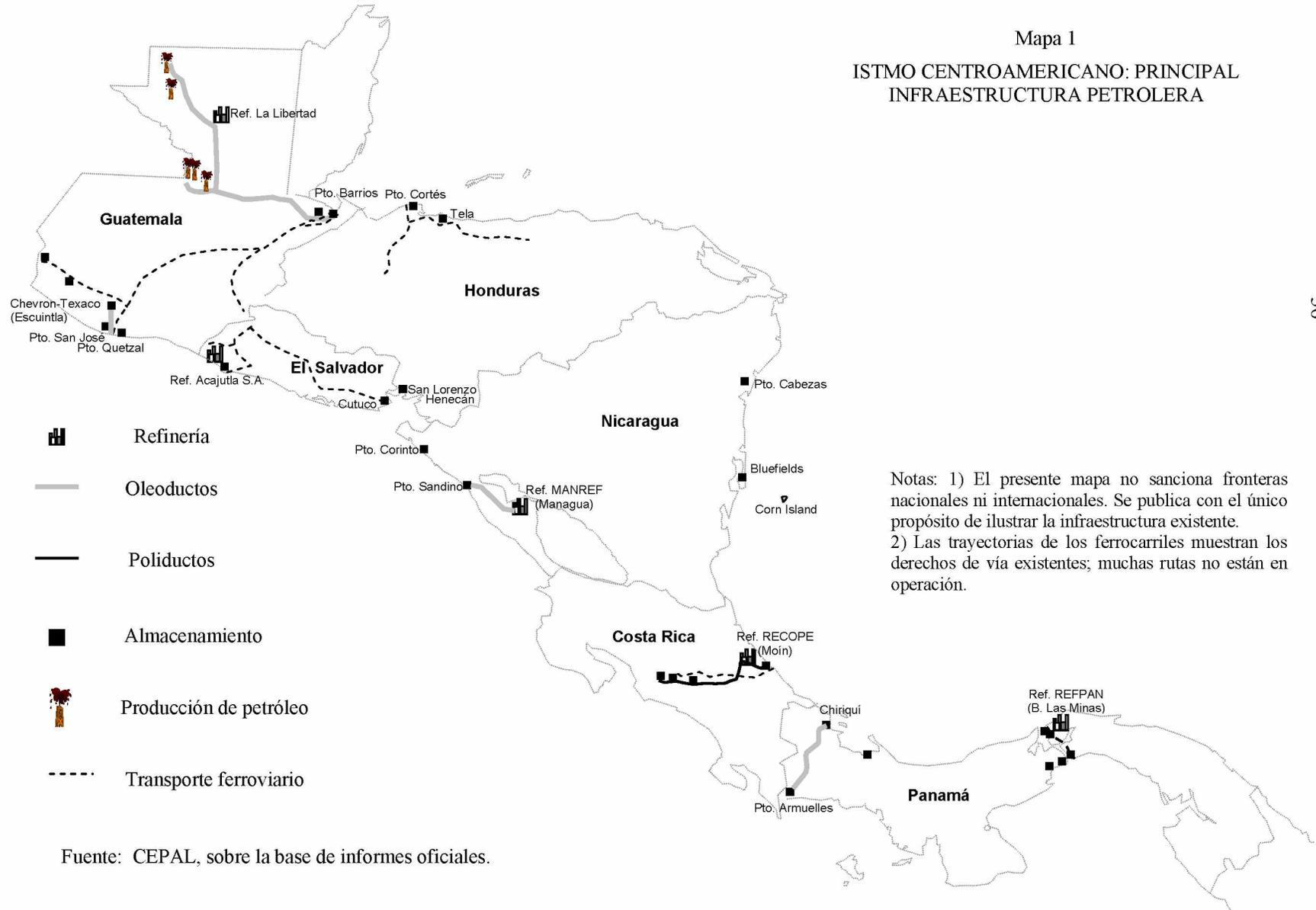
Cabe mencionar que los puertos de Moín en Costa Rica, Santo Tomás y Quetzal en Guatemala, así como Puerto Cortés en Honduras, obtuvieron su certificado de seguridad de parte del gobierno de Estados Unidos, por el cumplimiento de las normas requeridas, lo cual constituye un avance significativo para el transporte marítimo de la región.

²⁰ Salvo cuando se especifique algo distinto, las cifras que se mencionan están referidas a 2004.

²¹ Los hidrocarburos constituyen el principal rubro de las importaciones de la región. En 2003 representaron porcentajes de la carga ingresada, que fluctuaron entre 27% (en Costa Rica y El Salvador) y 41% (en Nicaragua). En valor monetario constituye el principal rubro de las importaciones, salvo en Costa Rica, donde ocupan el segundo lugar, superados por las importaciones de semiconductores, utilizados en la industria de maquila electrónica (fuente: estadísticas de SIECA). Por tanto, el petróleo y sus derivados son el principal segmento de la carga manejada por los puertos marítimos centroamericanos.

²² La construcción del nuevo puerto empezó en julio de 2005. Con una inversión de 170 millones de dólares, el nuevo puerto captará la carga de la región sur de Honduras y la región occidental de Nicaragua.

Mapa 1
 ISTMO CENTROAMERICANO: PRINCIPAL
 INFRAESTRUCTURA PETROLERA



Notas: 1) El presente mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar la infraestructura existente.
 2) Las trayectorias de los ferrocarriles muestran los derechos de vía existentes; muchas rutas no están en operación.

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

b) Infraestructura para el transporte de combustibles

Los servicios de transporte disponibles no satisfacen de manera alguna los niveles de calidad que se requieren en el comercio exterior, situación que afecta al mercado regional de hidrocarburos. A continuación se enumeran algunos problemas y características de la infraestructura de transporte de los países de la región: i) predominio del transporte automotor por carreteras; ii) capacidad limitada, deterioro y falta de mantenimiento de caminos, iii) cabotaje regional prácticamente nulo; iv) infraestructura ferroviaria escasa y obsoleta, y v) transporte por carretera sin un marco legal moderno ni una política común que, en el contexto de la desregulación y la apertura del mercado de servicios, induzca a un cambio considerable en la estructura empresarial vigente. Esas deficiencias se reflejan en altos costos de operación en el manejo de productos y en la pérdida de competitividad de las economías centroamericanas (SIECA, 1999). En seguida se describen los principales aspectos de la red vial, el transporte por ductos y por vía férrea, así como los servicios de transporte terrestre relacionados con el subsector hidrocarburos.

i) Infraestructura vial. Así como la vía marítima es el principal medio de transporte para la importación del crudo y derivados del petróleo requerido por la región, de igual manera el transporte por carretera constituye el medio más utilizado para la distribución de los productos al consumidor, por lo que necesita una atención primordial.

Los países han examinado nuevas opciones para el desarrollo y mantenimiento vial, mediante concesiones a empresas privadas.²³ Asimismo, se han establecido fondos de conservación vial, con recursos provenientes de cargos a los combustibles y fondos de estructuras institucionales descentralizadas, con resultados positivos para la activación y el desarrollo del mantenimiento de la red vial. Existen fondos de conservación en Guatemala, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua.

El Estudio Centroamericano de Transporte (ECAT), elaborado por primera vez al inicio de la década 1960, fue actualizado durante el segundo quinquenio de los años noventa (SIECA, 2001), llegando a la elaboración de un plan maestro, que parte de estudios de demanda de transporte regional para el comercio extrarregional e identifica las obras regionales requeridas para el período 2000-2010; dentro de estos trabajos se incluyen posibles puertos y aeropuertos concentradores regionales y terminales interiores de carga (SIECA, 2001b). Estos estudios constituyeron la base para la Red Regional de Carreteras Mesoamericanas (Ricam) que forma parte de la iniciativa de integración vial del PPP. El memorando de entendimiento del Ricam

²³ Por ejemplo, en los ámbitos nacionales se han concesionado algunas carreteras: i) en Guatemala, la Autopista Palín-Escuintla; ii) en Costa Rica, la concesión, por 12 años, de la rehabilitación y mantenimiento de la carretera Bernardo Soto, y iii) en Panamá fueron concesionados los Corredores Norte y Sur (27,8 y 19,8 km, respectivamente) y la autopista Panamá-Colón (53 km).

propone la conclusión y modernización de dos corredores principales de integración (el Atlántico y el Pacífico) y los respectivos ramales y conexiones regionales complementarios.²⁴

Con respecto a la infraestructura vial utilizada para el transporte terrestre de derivados de petróleo, se reportan mejoras recientes en Guatemala, donde la carretera de la capital a la Costa Atlántica se amplió a tres carriles en muchos sectores, y se está planificando una autopista de dos carriles por dos. Además, en la carretera de la ciudad capital a Puerto Quetzal se completó, en el 2002, el trayecto en doble carril. Se aprecia también una notable dinámica en el desarrollo de las redes viales, donde destaca la integración y sinergia de los desarrollos portuario y vial impulsados por Panamá²⁵ y El Salvador.

ii) Transporte por ductos. En general, el transporte por ductos es el medio más eficiente y económico para la movilización terrestre de grandes volúmenes de combustible. Por razones de diversa índole, sólo Costa Rica cuenta con sistemas de poliductos para el servicio de su consumo local. A continuación se resume la situación de la infraestructura de ductos existente en los diferentes países de la región (véase el mapa 1).

Costa Rica ha desarrollado una infraestructura destacada en ductos para transporte, tanto para el suministro de crudo a la refinería y para las importaciones de derivados que ejecuta, como para el traslado de productos elaborados por Recope. El ducto más importante opera desde 1967 y suministra los destilados (gasolina, kerosina y diesel) a las zonas de mayor consumo del país. Este poliducto consta de dos tramos de 6 pulgadas de diámetro por 120 km de longitud, entre Limón y El Alto (líneas 1 y 2); un tramo de 6 pulgadas de diámetro y 48 km entre El Alto y La Garita (línea 3); un tramo de 6 pulgadas de diámetro y 64 km de longitud, entre la Garita y Barranca (línea 4), además de un ramal desde La Garita al aeropuerto internacional, de 4 pulgadas de diámetro por 11 km. Esto representa un sistema troncal de 232 km de longitud, el cual parte del Océano Atlántico y llega muy cerca del Océano Pacífico.

El poliducto se encuentra saturado; por tal motivo, la Recope inició en 1997 el proceso de modernización y ampliación del sistema. Las dos primeras etapas (estudios de preinversión y construcción de 51 km de ductos) se elaboraron entre 1997 y 2003. La licitación para la tercera etapa fue efectuada entre 2004 e inicios de 2005 y las obras se concluirán entre agosto de 2005 y febrero de 2007, con un financiamiento por 90 millones de dólares: 60 millones otorgados por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), y 30 millones por la Corporación Andina de Fomento (CAF). Para este proyecto se prevé la construcción de 123,2 km de poliducto de 12 pulgadas, lo que permitirá tener equipada una nueva línea entre Limón y La Garita. Esta

²⁴ Los países participantes procurarán armonizar iniciativas que contribuyan al transporte internacional eficiente en la región, de acuerdo con las reglas y estándares aceptados internacionalmente. Ello facilitará el acceso al mercado de los servicios de transporte de conformidad con las disposiciones en los acuerdos comerciales suscritos por los países. El memorando de entendimiento del RICAM fue suscrito por ocho estados (los seis países centroamericanos, Belice y México) en junio de 2002. Los corredores principales totalizarán 4.904 km (3.159 en el corredor Pacífico —de Puebla, México a ciudad Panamá— y 1.745 en el Atlántico) y los ramales y conexiones regionales complementarias sumarán 4.073 km.

²⁵ La compañía Petroterminales de Panamá (PTP), gestora del oleoducto transistmico, obtuvo la concesión para desarrollar los puertos terminales (Charco Azul en el Pacífico y Chiriquí Grande en el Atlántico) y la respectiva carretera, con lo cual se tendría una nueva vía interoceánica de carga seca.

obra incluye tres estaciones de bombeo (Moín, Siquirres y Turrialba) así como dos estaciones de recibo (El Alto y La Garita).

Las nuevas obras harán posible aumentar en forma considerable la capacidad de transporte —entre tres y cuatro veces, según el tramo— y satisfacer las necesidades de trasiego para los próximos 15 años (hasta el 2020), con niveles más altos de competitividad para la industria petrolera del país. El estudio de factibilidad del proyecto permite observar ahorros sustanciales, de alrededor de 90% de los costos de transporte terrestre de combustibles, situación que significa una alta rentabilidad y una rápida recuperación de la inversión.²⁶ Además, existen otros beneficios económicos y sociales no cuantificados, entre ellos: una mayor confiabilidad y oportunidad de suministro, el escongestionamiento del tráfico carretero, el abatimiento del costo de transporte, la reducción de los gastos de mantenimiento de carreteras y la disminución de accidentes (y la correspondiente baja en la pérdida de vidas humanas).

Por su parte, El Salvador y Honduras disponen de pequeños ductos para las operaciones de carga y descarga en las terminales portuarias. En el primer caso, éstos se encuentran instalados en el puerto para la refinería de Acajutla. En Honduras, el dueño de la central termoeléctrica de 200 MW, localizada en Pavana, construyó su propio ducto para recibir búnker desde el puerto de San Lorenzo.

En Guatemala, los principales oleoductos tienen como función principal la explotación petrolera (actividades o *upstream*). Hay un oleoducto de alrededor de 477 km, con 12 y 10 pulgadas de diámetro para el transporte de crudo pesado de exportación,²⁷ desde las zonas de producción y refinación hasta la terminal de exportación de Piedras Negras, en Puerto Barrios. Este oleoducto fue recientemente ampliado de 12 a 18 pulgadas. En las condiciones actuales de operación, permite un flujo máximo de 30.000 bpd; sin embargo, en la temporada de invierno el volumen transportado disminuye sensiblemente a causa de la temperatura en la viscosidad del crudo, por lo cual se considera que es insuficiente para el manejo de la producción. En las otras etapas de la cadena industrial, la compañía Chevron-Texaco posee un pequeño oleoducto de 25 km, que va del Puerto de San José al plantel de la antigua refinería, ubicada en el departamento de Escuintla, que se encuentra aproximadamente a 60 km de la ciudad capital.

En Nicaragua, la refinería Manref (en Managua) recibe el crudo de los buques tanque que descargan en boyas marinas y se transporta desde el Puerto Sandino a la refinería en la ciudad

²⁶ Datos presentados en: RECOPE, Proyecto Poliducto Limón-La Garita, Etapa III (<http://www.recope.go.cr/>). La comparación económica muestra costos de transporte en el poliducto y en camiones cisterna (en centavos de dólar) de 0,18 y 1,69, respectivamente, lo que significa un ahorro de 89,3% en los costos del transporte terrestre de combustibles en Costa Rica (tipo de cambio utilizado: 438,61 colones/dólar, promedio del año 2004).

²⁷ El oleoducto fue construido por Basic Resources International (Bahamas), firma cuyos activos fueron adquiridos por la francesa Perenco, en 2002. El ducto inicia en el Campo Xan, llega a la minirrefinería La Libertad y se prolonga hacia Piedras Negras, donde se localiza la terminal de carga, con una capacidad de 420.000 barriles de almacenamiento. Tiene una longitud de 476,9 km, divididos en tres secciones, cada una de las cuales cruza los principales campos productores (Xan-La Libertad, 123,4 km; La Libertad-Raxruhá, 116,5 km, y Rubelsanto-Raxruhá-Chahal-Piedras Negras, 237 km), la mayor parte en diámetro de 12 pulgadas; sólo el tramo Chahal-Piedras Negras (143 km) es de 10 pulgadas.

capital, por medio de un oleoducto de 62 km de longitud y 8 pulgadas de diámetro. La compañía Esso es propietaria tanto del ducto como de la refinería.

En Panamá no hay ducto alguno al servicio de las actividades petroleras internas del país; sin embargo, existe un oleoducto concesionado a la compañía Petroterminal de Panamá (PTP), cuya función original era solucionar el problema del traslado del crudo de Alaska hacia la costa este de Estados Unidos, como resultado de una disposición gubernamental de consumir obligatoriamente dicho petróleo dentro de ese país. Durante un primer período de operaciones (1981-1996), llegó a trasegar hasta 24 MMbl de crudo por mes.²⁸ Las operaciones de trasiego permanecieron suspendidas por más de siete años, y fueron reiniciadas a fines de 2003. Las terminales de PTP continuaron ofreciendo el servicio de almacenamiento del crudo y derivados a otras empresas (especialmente para la actividad del canal y para las empresas que comercian combustibles en los países centroamericanos).

La PTP es una alianza estratégica entre el Gobierno de Panamá, con un 44% de participación, y las empresas estadounidenses Northville Industries, compañía independiente con sede en Melville, Nueva York, y Statia Terminals, Inc., dueña y operadora de terminales en Norteamérica y el Caribe. Posee las siguientes instalaciones: un oleoducto con una longitud de 131 km y 40 pulgadas de diámetro; dos terminales gigantescas (Charco Azul en el Pacífico y Chiriquí Grande en el Atlántico); dos estaciones de bombeo, y una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 5,6 MMbl, incluyendo la capacidad del oleoducto. Actualmente el ducto está disponible para trabajar en los dos sentidos y se le da un mantenimiento normal. Además, la PTP administra una carretera transístmica de 97,7 km, la cual sirve al puerto de Chiriquí Grande y a la Provincia de Bocas del Toro. Las operaciones y administración del puerto mencionado también están a cargo de la PTP, que obtuvo la concesión por 20 años, acuerdo que terminará en el año 2017.

En el caso del gas natural, Panamá y Colombia han avanzado en las negociaciones para impulsar un gasoducto marino que suministre gas al primer país. Una fase inicial podría incluir una alternativa de suministro de gas natural por medio de barcasas.²⁹

iii) Transporte por ferrocarril. La infraestructura ferroviaria en todos los países de la región es muy escasa y obsoleta (de vía angosta). Conviene mencionar que, después del

²⁸ En esa época se producían grandes volúmenes de crudo en Alaska; por tanto, el excedente consumido en la costa oeste de Estados Unidos era transportado en superbanqueros, que por su tamaño no podían atravesar el Canal. El oleoducto trabajó a plena capacidad hasta 1987, cuando sucedió el accidente del tanquero Exxon Valdez en Alaska. A partir de entonces, varias grandes petroleras (Exxon, Mobil y Arco) abandonaron sus operaciones, reduciendo los trasiegos, hasta el retiro de la última petrolera en 1996 (British Petroleum), con lo cual se suspendieron totalmente las actividades del oleoducto. Hasta 1996 se trasegaron más de 2.700 millones de barriles de crudo a través del oleoducto, que dejaron regalías considerables al gobierno y a la empresa (0,1 y 0,8 dólares/bl, respectivamente).

²⁹ Los Presidentes de Colombia y Panamá suscribieron un acuerdo de entendimiento para el suministro gasífero y han avanzado en ambos proyectos para analizar su viabilidad con el fin de llevar los proyectos a su más pronta culminación. Por otra parte, uno de los acuerdos tomados durante la reciente cumbre del CARICOM (Caribbean Community), celebrada en la ciudad de Panamá el 29 de julio de 2005, considera que Colombia iniciaría de inmediato el suministro de gas a Panamá por medio de barcasas (tecnología *cosells*), y el gasoducto estaría listo en 2008.

transporte por ductos, el ferrocarril es el medio más económico de transportación terrestre; sin embargo, esto sólo sucede en un país que utiliza este medio de transporte para los derivados del petróleo. A continuación se resume la situación de las redes ferroviarias en los países centroamericanos.

En Costa Rica operó un ferrocarril de vía angosta entre Puerto Limón y San José, pero en la actualidad dicha vía férrea se halla fuera de operación, aunque con posibilidades de rehabilitación y modernización. Se cuenta con derechos de vía e infraestructura parcial en la ruta Limón-Turrialba-Cartago-San José. En la actualidad, como una de las medidas para reducir los costos de transporte ante los altos precios del petróleo, el gobierno aprobó un plan piloto para la reincorporación del ferrocarril, que incluirá viajes durante los fines de semana y en las horas pico, en la mañana y en la tarde, de lunes a viernes.³⁰

En El Salvador los ferrocarriles están a cargo de la empresa estatal Ferrocarriles Nacionales de El Salvador (Fenadesal), empresa adscrita a la Comisión Ejecutiva Portuaria Autónoma (CEPA). Existe el derecho de vía y la infraestructura parcial para enlazar la frontera con Guatemala y el Puerto de Acajutla (Angiatú-Metapán-Santa Ana-Ciudad Arce-Sonsonate-Acajutla). Esta ruta pasa por la zona de ubicación de las cementeras (Metapán), la cual representa una ruta regional interoceánica y podría rehabilitarse y ponerse en servicio en el mediano plazo. También existe la vía hacia el Golfo de Fonseca: Ciudad Arce-Nejapa-San Salvador-Cojutepeque-San Vicente-La Unión. Actualmente, se encuentran en operación dos rutas: Acajutla-San Salvador y Acajutla-Santa Ana, así como algunos ramales secundarios. En cuanto al transporte de combustibles, se utiliza el ferrocarril para suministrar el búnker desde el Puerto de Acajutla hasta la planta del generador independiente de electricidad Nejapa Power (de la empresa El Paso).

En Guatemala, la infraestructura ferroviaria fue concesionada en 1997 a la Compañía Desarrolladora Ferroviaria (Codefe), comercialmente conocida bajo el nombre de Ferrovías de Guatemala (FVG). La red ferroviaria nacional tiene una longitud total de 797,8 kilómetros, que enlazan la ciudad capital con los océanos Atlántico y Pacífico, y con las fronteras de México y El Salvador.³¹ La rehabilitación de esta red comprende cinco fases, de las cuales solamente una ha sido concluida (la ruta Guatemala-Puerto Barrios, con una operación diaria en ambos sentidos, que durante 2003 transportó un promedio de 120.000 toneladas, con velocidad media de 40 kph). Por razones de diversa índole —el pésimo estado de las instalaciones, desastres naturales, invasión del derecho de vía, competencia del servicio terrestre, lentos acuerdos con los clientes

³⁰ El Ministerio de Obras Públicas (MOPT), junto con el Instituto Costarricense de Ferrocarriles (Incofer), anuncian que este medio de transporte volverá a brindar su servicio a partir de septiembre de 2005 (véase: “El ferrocarril volverá a transitar por San José”, *Prensa Libre*, 13 de agosto de 2005).

³¹ Red dividida en dos segmentos, ramales y vías de penetración a clientes. La División Atlántico comprende de Puerto Barrios a la ciudad capital, con una longitud de 317,63 km. La División Pacífico comprende desde la capital hasta Ciudad Tecún Umán (frontera con México), con una longitud de 285,11 km. Los ramales tienen una longitud total de 118,08 km (ramales a Puerto Santo Tomás de Castilla, 6,44 km; Zacapa-Anguiatú -frontera con El Salvador- de 112,63 km; Santa María-Puerto Quetzal, de 35,37 km; Centenario-Puerto San José, 4,03 km; Las Cruces-Puerto Champerico, 29,61 km y vías de penetración a clientes con 6,98 kilómetros).

agroindustriales y dificultad para la obtención de financiamiento— han sido postergadas las cuatro fases faltantes.

En Honduras también se encuentra en operación un pequeño ferrocarril de vía angosta, pero que sirve para el movimiento de la cosecha bananera en la zona atlántica. Se cuenta con derechos de vía e infraestructura parcial en la ruta La Ceiba-Puerto Cortés-San Pedro Sula. Por su parte, en Nicaragua no existen ferrocarriles en operación.

En Panamá, la vía férrea que conecta a Colón con la Ciudad de Panamá está siendo modernizada y adaptada para una vía ancha por la compañía Kansas City Railroad —alianza estratégica entre las empresas estadounidenses Kansas City Southern y Mi-Jack Products—, poseedora de la concesión respectiva (Ley 15 de 1998). El proyecto completo costaría alrededor de 80 millones de dólares y ofrecería un transporte interoceánico eficiente, complementándose con la infraestructura del canal. No hay información sobre el movimiento actual de carga ni de combustibles. En cuanto a pasajeros, de acuerdo con un informe de la compañía en 2002, en sus cuatro años de operación el ferrocarril había transportado 210.971 pasajeros.

iv) Flotillas para el transporte por carreteras. En general, puede decirse que, con excepción de Costa Rica, cuyo sistema de poliductos sitúa a este país en otro nivel de desarrollo, los servicios de transporte están lejos de proporcionar la calidad que necesita la región para su desarrollo y fortalecimiento. El servicio requerido para las actividades de suministro y distribución de productos del petróleo es proporcionado por las uniones de transportistas y por las propias compañías que producen e importan los derivados. Además, puede identificarse un grupo más reducido de propietarios de estaciones de servicio, que también poseen unidades cisterna para el suministro de sus estaciones. Con excepción de algunas unidades modernas adquiridas por las compañías distribuidoras (caso de Guatemala), el parque vehicular es muy antiguo y está en malas condiciones. Además, en la mayoría de los países se reporta una sobreoferta de capacidad de transporte que impacta la situación económica de este sector.

c) **Refinación**³²

En el cuadro 7 se muestra un resumen de la ubicación, el nombre comercial y la empresa propietaria de cada una de las tres refinerías que han continuado en servicio, ubicadas en Costa Rica, El Salvador y Nicaragua, así como de sus principales características. Sólo Costa Rica reporta ampliaciones recientes en sus instalaciones, mientras que los otros tres países cerraron sus refinerías en los últimos años: Honduras, en 1991 y Guatemala y Panamá, a fines de 2002. Como resultado de lo anterior, la capacidad de refinación de la región se redujo a 96,900 de barriles por día.

La causa de los dos últimos cierres se relaciona con la viabilidad económica de las instalaciones referidas. En Guatemala, al finalizar la concesión también terminaba la protección arancelaria de la refinería. En Panamá las causas fueron más complejas: el proceso de modernización de la economía; la liberalización de la industria eléctrica, que permite importar sin

³² No se incluye en esta descripción la minirrefinería La Libertad, en Guatemala, que produce principalmente asfaltos y mejora el crudo local que luego es exportado.

aranceles el búnker; los limitados beneficios de la gigantesca infraestructura de almacenamiento del país, derivados de la protección de la refinera, e incumplimiento de los términos del contrato de concesión, según el gobierno por parte del operador de la refinera.

Las instalaciones existentes se clasifican como pequeñas refineras, tipo *hydroskimming*, cuyo índice de operación en barriles por día está en función de la demanda de búnker. Bajo algunas circunstancias que se presentaban anteriormente, el búnker aparecía como el producto de menor valor agregado, situación que —salvo el caso de Costa Rica— ha cambiado, ante la gran demanda de ese producto, ya que es el insumo preferido para la producción de electricidad en la región. Por otra parte, debe considerarse la tensa situación petrolera mundial, que reconoce entre sus causas el segmento de refinación, que surge como el eslabón más débil, causando “cuellos de botella” derivados de la insuficiente inversión realizada en dicho segmento.

Cuadro 7

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE REFINERÍAS EN OPERACIÓN

País	Total	Costa Rica	El Salvador	Nicaragua
Nombre		Refinadora Costarricense de Petróleo	Refinería Petrolera Acajutla S.A.	Manref
Compañía		RECOPE	Esso/Shell	Esso
Localidad		Moín	Acajutla	Managua
Capacidad de refinación y procesos principales (Barriles por día)				
Total	96 900	37 000	29 300	30 600
Destilación atmosférica	64 000	25 000	18 000	21 000
Destilación vacío	5 100	1 200	1 900	2 000
Reformación catalítica	7 200	1 200	2 900	3 100
Hidrotratamiento	14 100	3 100	6 500	4 500
Viscorreductora	6 500	6 500	0	0

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

Bajo las condiciones anteriores se consideraba muy difícil que las pequeñas refineras pudieran subsistir en un mercado libre. Ante la nueva realidad petrolera, la calidad, precio y disponibilidad de crudos, así como las posibilidades de mezclar productos, hacen posible la viabilidad temporal de algunas refineras en el corto plazo. Influyen también a favor de estas pequeñas refineras los estándares de calidad técnica y administrativa de sus operadores.

Otra situación que debe considerarse en la viabilidad de la operación de las refineras son las exigencias para satisfacer los estándares de calidad ambiental aprobados por los países. A este respecto conviene tener presente las normas aprobadas en Costa Rica, muy superiores a las de los países vecinos. Este tema es central para las decisiones de ampliación en las refineras de dicho

país. A continuación se presentan las condiciones existentes en los países con refinerías en operación, ampliación o construcción.

i) Costa Rica. La refinería de Recope está ubicada en la ciudad de Limón, en la localidad de Moín; consta de un área habilitada de 68 hectáreas, donde se ubica la planta refinadora de hidrocarburos, los tanques de almacenamiento de crudos y el producto limpio; se cuenta con 81 tanques para almacenaje, con capacidad para guardar 2,2 millones de barriles. Asimismo, posee talleres de mantenimiento y edificios administrativos. El muelle petrolero también forma parte de este complejo industrial y se encuentra ubicado aproximadamente a 3,5 km de la refinería. La primera fase de la primera etapa de la modernización de la refinería de Recope, efectuada entre 1998-2001, le permitió incrementar el proceso de 15.000 a 25.000 barriles por día, ampliar la capacidad de almacenamiento, así como la capacidad y el factor de servicio de la unidad viscorreductora y de la de tratamiento cáustico de nafta liviana (véase el cuadro 8). Por limitaciones financieras, quedaron pendientes las nuevas unidades de hidrotratamiento de nafta y diesel y la planta de reformación catalítica, así como la adaptación de la actual planta reformadora de naftas, en una planta de isomerización de pentano hexanos. Los crudos que se procesarían con la ampliación pendiente son los comprendidos entre 28 BPI y 39 BPI, lo que permitiría el acceso a una oferta regional de al menos 15 tipos de crudo. Ello también posibilitaría mejorar la capacidad y la calidad de la producción, y así se cumpliría con los estándares ambientales aprobados en el país, entre ellos el referente al contenido de azufre del diesel (de hasta 0,05%).

Cuadro 8

COSTA RICA: PRIMERA ETAPA DE LA MODERNIZACIÓN
DE LA RECOPE

	Capacidades (Miles de bpd)	
	Actual	Proyectada
Destilación atmosférica	15	25
GASCON	1,9	3,6
Destilación al vacío	1,2	1,2
Hidrotratamiento de nafta	1,3	12 (nueva)
Reformación catalítica	1,2	10 (nueva)
Isomerización	-	1,3 (nueva)
Tratamiento cáustico de GLP	1	1
Tratamiento cáustico de nafta ligera	2,5	2,5
Hidrotratamiento de kerosina	2,2	3,5
Hidrotratamiento de diesel	-	15 (nueva)
Reductora de viscosidad	5,1	6,5
Tratamiento con aminas	-	341 t/día
Separador de aguas amargas	-	258,4 t/día
Recuperación de azufre	-	36,5 t/día
Tratamiento de sosas gastadas	-	5 m3/h

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

La segunda etapa del proyecto de modernización, con una frontera de expansión en el largo plazo de hasta 60.000 barriles diarios, contempla el equipamiento con unidades de mediana conversión. Se cuenta con ingeniería básica completa y la autorización del gobierno para realizar la inversión.

ii) El Salvador. La Refinería Petrolera Acajutla, S. A. (Rasa) está localizada en el puerto que da origen a su nombre. Es propiedad de las transnacionales Esso y Shell (en proporciones de 70% y 30%, respectivamente) y es operada por la primera empresa. Tiene una capacidad de proceso de crudo de 18.000 bpd; cuenta con unidades de destilación atmosférica, destilación al vacío, hidrosulfurización de naftas y destilados intermedios, y con una planta de reformación catalítica. Además de los servicios auxiliares y tanques de almacenamiento, cuenta con un moderno sistema de control distribuido.

iii) Guatemala. En abril del año 2001, el MARN aprobó los estudios ambientales del proyecto de una refinería ubicada en el departamento El Progreso, en el oriente del país (resolución N° 126-2001/JdeDCS/CSM). En enero de 2002, la Dirección General de Hidrocarburos extendió la aprobación de construcción de la primera fase para dicho proyecto. Refinería del Motagua, S.A. es una empresa de capital privado, con socios nacionales, cuyo objetivo principal es la refinación y transformación de petróleo crudo nacional para la obtención de derivados (gasolinas, diesel, búnker, entre otros). Además, se contempla la utilización de subproductos de la refinación para la generación de energía eléctrica y la producción de ácido sulfúrico. A mediados de 2005 estaban próximos a concluir la instalación del primer módulo de producción y, posterior al arranque, se estiman 3 años para que alcance su capacidad total de refinación que es de 30.000 bpd.³³ No se cuenta con los detalles técnicos del proceso, ni la estimación de la producción, ni la fecha precisa de la entrada en operaciones.

iv) Nicaragua. En este país la compañía Esso es propietaria de la refinería Manref, localizada en la periferia de Managua. Dicha refinería comenzó a operar con capacidad de proceso de crudo de 6.500 bpd, y ha tenido, a lo largo del tiempo, varias ampliaciones. En 1969-1970 se realizó una extensión para aumentar el proceso de crudo a 14.000 bpd; en 1972-1973 se desarrolló una planta de asfaltos; en 1974 inició operaciones una planta de solventes y se instaló un sistema de control distribuido para mejorar la operación de las instalaciones, y en 1997 se realizaron renovaciones que permitieron eliminar cuellos de botella, con lo que se acrecentó el proceso de crudo a 18.500 bpd. Durante 1999 se concluyeron trabajos de ampliación que permitieron alcanzar un proceso de 21.000 bpd.

d) Almacenamiento

La capacidad de almacenamiento de los países de América Central ha experimentado un desarrollo significativo. A fines de 2004 se registró un volumen de 2,4 millones de barriles para

³³ Información de la página de Internet de la Refinería del Motagua, S.A (<http://www.r-mot.com.gt/>).

crudos (véase el cuadro 9). En particular, cada país de la región que importa crudo para sus respectivas refinerías, tiene niveles aceptables de almacenamiento.³⁴

Con respecto a los derivados líquidos, todos los países tienen una capacidad de almacenamiento aceptable para cada derivado en particular y un buen nivel de días disponibles para abastecimiento. Entre las ampliaciones recientes sobresalen las instalaciones de la Operadora de Terminales, S.A. (OTSA), con una capacidad para guardar 10 millones de barriles.³⁵

En algunos casos y en algunos productos la relación entre los consumos y las capacidades de almacenamiento requiere que la compra sea frecuente, lo cual podría encarecer los fletes como efecto de la economía de escala en el transporte; sin embargo, conviene aclarar que hay particularidades en el mercado de algunos productos.³⁶ Considerando lo anterior, puede decirse que el almacenamiento no presenta restricciones para abastecer a la región.

Dentro de la región el almacenamiento de GLP, en promedio, es suficiente para 39,5 días de consumo, cifra que indica una recuperación considerable con respecto a los años anteriores; sin embargo, conviene observar que el cambio se debe, básicamente, a una nueva instalación construida en Guatemala (por el Grupo Zeta de Centroamérica), que además de satisfacer al mercado local, tiene por objetivo reexportar a los países vecinos.³⁷ Este segmento del mercado de los hidrocarburos es el que manifiesta mayores iniciativas empresariales para la integración de las operaciones regionales. De acuerdo con lo anterior, se observan coberturas menores a un mes de consumo en cuatro países (El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), lo que puede traducirse en cuellos de botella para la importación de este derivado.

³⁴ En los cálculos de las reservas en días, en el caso del crudo, se estimó el consumo promedio para condiciones normales de operación de las refinerías, con corridas de operación de 330 días al año, aceptadas como promedio internacional.

³⁵ En Guatemala, las empresas Chevron-Texaco y Shell, bajo la opción de almacenamiento compartido, construyeron una nueva terminal por medio de la OTSA. Las instalaciones empezaron a operar en noviembre de 2002. Actualmente tienen una capacidad de carga automatizada que les permite atender a más de 250 camiones cisterna por día. Entre 1999 y 2002 se invirtieron en este país alrededor de 60 millones de dólares (Q500 millones) en construcción y ampliaciones de nuevas plantas de almacenamiento de hidrocarburos (Prensa Libre, 2002).

³⁶ En el caso del búnker, el consumo es determinado principalmente por las centrales generadoras de electricidad. Las tres refinerías existentes son suministradoras directas de algunas termoeléctricas. Para los combustibles de aviación se observa una menor cobertura —en días de suministro— en los dos países que reportan el mayor tráfico aéreo internacional (Costa Rica y El Salvador), y variable en los que resulta irrelevante, considerando las múltiples opciones de suministro (regional o extrarregional). Por otra parte, es notable el tráfico aéreo doméstico, razón que explica los mayores almacenamientos en los otros países, en particular Guatemala y Honduras.

³⁷ El grupo mexicano Zeta invirtió 20 millones de dólares en una megacentral. Las obras se llevaron a cabo entre mediados de 1999 y el primer trimestre de 2002. La primera fase fue inaugurada a mediados de 2001 y la segunda, en el primer trimestre de 2002 (véase: Gas propano * Grupo Zeta de Centroamérica construye la que se considera será la terminal más grande de Latinoamérica, Prensa Libre, 26 de junio de 2001). Dicha megacentral está ubicada en el Puerto de San José (en el Pacífico, a 60 km de la ciudad de Guatemala y a 250 km de San Salvador), y tiene una capacidad para almacenar 18 millones de galones. El objetivo principal, además de la atención al mercado, es la reexportación a los países vecinos.

Cuadro 9

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO, 2004

	Crudo	GLP	Gasolinas	Kero/Jet	Diesel	Búnker
Total						
Volumen (miles de barriles)	2 436,6	919,4	4 262,1	666,0	4 822,7	3 656,6
Consumo (miles de barriles/día)	43,3	23,3	65,1	13,4	89,9	58,8
Capacidad (días de consumo)	56,3	39,5	65,5	49,6	53,6	62,2
Costa Rica						
Volumen (miles de barriles)	618,8	53,9	697,8	97,8	649,5	288,2
Consumo (miles de barriles/día)	10,3	3,0	14,7	3,3	15,2	4,5
Capacidad (días de consumo)	60,1	18,1	47,3	29,6	42,6	64,7
El Salvador						
Volumen (miles de barriles)	920,8	156,3	488,6	67,5	772,7	351,2
Consumo (miles de barriles/día)	16,2	5,7	9,8	2,5	12,5	11,6
Capacidad (días de consumo)	56,8	27,7	50,0	27,2	61,8	30,2
Guatemala						
Volumen (miles de barriles)		528,1	1 697,3	133,3	1 713,1	935,6
Consumo (miles de barriles/día)		7,5	18,5	1,9	21,4	11,8
Capacidad (días de consumo)		70,1	91,9	69,3	80,2	79,1
Honduras						
Volumen (miles de barriles)		83,4	387,4	167,5	539,3	640,0
Consumo (miles de barriles/día)		1,9	7,9	1,3	17,6	13,9
Capacidad(días de consumo)		44,3	49,1	131,0	30,6	45,9
Nicaragua						
Volumen (miles de barriles)	897,1	31,9	246,0	39,8	283,1	220,7
Consumo (miles de barriles/día)	16,8	1,8	4,3	0,6	8,2	10,2
Capacidad (días de consumo)	53,4	18,0	57,4	63,2	34,4	21,6
Panamá						
Volumen (miles de barriles)		65,8	745,0	160,0	865,0	1 221,0
Consumo (miles de barriles/día)		3,4	10,0	3,8	14,9	6,7
Capacidad (días de consumo)		19,1	74,9	42,1	58,0	181,1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. El cuadro se refiere al almacenamiento primario, ubicado en refinerías, terminales marítimas, instalaciones conectadas por ductos e instalaciones de recepción primaria de las importaciones terrestres. Sólo se toman en cuenta los almacenamientos disponibles para los mercados internos. Quedan excluidas las zonas francas de Panamá.

En Panamá existen en la actualidad, además de la capacidad local, ocho zonas libres de petróleo, con una capacidad de almacenamiento de combustibles de 16,9 millones de barriles.

El desarrollo de la capacidad de almacenamiento en la región ha sido muy satisfactorio durante el período 1998-2004, con ampliaciones considerables en las instalaciones de almacenamiento de GLP y, en menor grado, para gasolinas y diesel (véase el cuadro 10). Se observa un mayor dinamismo en los países del norte; dentro de las nuevas instalaciones y ampliaciones se destacan las efectuadas en Guatemala, como ya se mencionó.

Cuadro 10

ISTMO CENTROAMERICANO: COMPARACIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO,
1998 Y 2004

(Miles de barriles y días de consumo)

	Crudo	GLP	Gasolinas	Kero/Jet	Diesel	Búnker
	Volumen (miles de barriles)					
1998	4 033,8	381	2 733,6	1 024,6	3 893,7	3 033,7
2004	2 436,6	919,4	4 262,1	666	4 822,7	3 656,6
Variación (%)	-39,6	141,3	55,9	-35,0	23,9	20,5
	Días de consumo					
1998	40,3	23,8	50,6	80,7	46	67,3
2004	56,3	39,5	65,5	49,6	53,6	62,2
Variación (%)	39,7	66,0	29,4	-38,5	16,5	-7,6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y cálculos propios.

e) Distribución y estaciones de servicio

A fines del año 2004 se contabilizaron 2.833 estaciones en toda la región. El mayor número correspondió a Guatemala (1.010), a continuación Panamá (493), Honduras (379), El Salvador (376), Costa Rica (326), y Nicaragua (249) (véase el cuadro 11). La comparación de esas cifras con la situación reportada en 1998 registra un crecimiento sorprendente de 659 estaciones —es decir, 110 estaciones por año y un promedio anual de crecimiento de 4,5%—, que permitió una ampliación sustancial de la cobertura y el servicio (de 62,3 a 73 estaciones/millón de habitantes). El mayor incremento corresponde a Guatemala (402 estaciones, 67 por año, equivalente a 67% de las estaciones nuevas de la región), seguida por El Salvador (96%, 16%, 14,6%); Honduras (66%, 11%, 10%); Panamá (60%, 10%, 1%); Nicaragua (24%, 4%, 3,6%), y Costa Rica (11%, 2%, 1,7%).

Para la interpretación de esas cifras deben considerarse los procesos de liberalización que se dieron en varios países de la región en la segunda mitad de la década anterior, así como las condiciones iniciales y la evolución del mercado (población, dinámica económica), y la extensión de los países. Guatemala presenta resultados muy favorables del programa de liberalización. En particular, se debe mencionar el bajo crecimiento en nuevas estaciones de servicio en Costa Rica y Nicaragua.

Cuadro 11

ISTMO CENTROAMERICANO: DISTRIBUCIÓN Y ESTACIONES DE SERVICIO.
COMPARACIÓN ENTRE LOS AÑOS 1998 Y 2004

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
	1998						
Total	2 174	315	280	608	313	225	433
Ventas/estación (10 ³ galón)	690	998	880	655	650	497	556
Estaciones/1 000 km ²	4,4	6,2	13,3	5,6	2,8	1,7	5,7
Estaciones/millón de habitantes	62,3	86,3	46,4	52,6	50,9	47,2	156,7
Diesel (%) a/	48	44	52	45	53	61	47
Premium (%) a/	37	53	44	64	86	15	89
	2004						
Total	2 833	326	376	1 010	379	249	493
Ventas/estación (10 ³ galón)	587	1 107	675	427	568	588	520
Estaciones/1 000 km ²	5,7	6,4	17,9	9,3	3,4	1,9	6,4
Estaciones/millón de habitantes b/	73,0	76,8	56,6	82,1	54,1	45,4	158,2
Diesel (%)	46	39	46	43	53	58	47
Premium (%)	55	41	42	67	94	65	36

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

a/ El porcentaje de diesel corresponde a una estimación de las ventas de ese producto en las estaciones de cada país con respecto al total de ventas, mientras que el porcentaje de *Premium* corresponde a la porción de gasolinas de alto octanaje vendidas con respecto al total de gasolinas.

b/ Los datos de población corresponden a 2003.

Las cifras reportadas no ofrecen información sobre cierres de instalaciones ni sobre la modernización y ampliación de las estaciones. Tampoco se señalan con datos sobre la calidad y seguridad del servicio: accidentes —derrames, fugas— y alteraciones o incumplimiento de las normas, tanto en calidad, como en el volumen y peso despachados.

Un examen de las ventas promedio por estación revela una reducción del 14,9% entre 1998 y 2004. Las mayores caídas de ventas por estación se registran en los países con más estaciones inauguradas, muchas de ellas muy pequeñas —con una o dos islas, e instalaciones aún más modestas— o, por el contrario, estaciones que funcionan bajo otros patrones de eficiencia. Éstas se encuentran desatendidas bajo la modalidad de autoservicio, en algunos casos, ubicadas dentro de tiendas departamentales o hipermercados.

Las estaciones de Costa Rica continúan ostentando los mayores índices de ventas anuales por estación —1.107.000 de galones de diesel y gasolinas en 2004—, valor superior al de El Salvador en un factor de 1,6, y de 2,6 frente al de Guatemala.

Con respecto a los productos vendidos en las estaciones, se observa la alta participación del diesel, de 46% en promedio en toda la región, cifra que presenta una leve disminución —de 2%— comparada con los datos de 1998. En cuanto a la venta de gasolinas de alto octanaje (tipo *Premium*), ésta representó 55% en promedio en toda la región, cifra significativamente superior a la registrada en 1998 (37%), lo que no sólo debe interpretarse como cambio de preferencias del usuario, sino también acorde con la modernización del parque vehicular, la disponibilidad de nuevos productos, mayor información hacia el usuario y acciones de mercadeo por parte de los oferentes. Sobresale un crecimiento altísimo en Nicaragua (de 15% a 65%), que contrasta con la reducción registrada en Panamá (de 89% a 36%), lo cual se explica por el cambio de norma aprobada en 2002, en que la gasolina regular pasó de 87 a 91 octanos. Los otros tres países muestran cambios de menor tamaño (alzas y bajas), aparentemente comunes.

3. Características del suministro de hidrocarburos

a) Logística de las importaciones

Durante 2004 el abastecimiento de hidrocarburos al Istmo Centroamericano continuó efectuándose principalmente por la costa del Atlántico (54,9%), en menor medida desde el Pacífico (42,9%) y marginalmente por vía terrestre (2,2%). Ello se da en función de la ubicación de los puertos de la región, la infraestructura de transporte y el lugar de los principales centros urbanos. Tres países son abastecidos en mayor medida por el Atlántico y tres por el Pacífico (véase el cuadro 12). Es importante aclarar que no todos los buques petroleros que descargan en los puertos del Pacífico pasan antes por el Canal del Panamá, debido a las importaciones de derivados provenientes de países latinoamericanos localizados en la costa del Pacífico, o embarques de Medio Oriente y República de Corea, entre otros.

Debe considerarse que en el ámbito regional ese patrón de suministro no ha cambiado. En los niveles nacionales, salvo el caso de Guatemala, tampoco se han presentado modificaciones. En el país referido, los productos que ingresan por el Atlántico redujeron en forma notable su participación —de 31,8% a 17,9%, durante el período 1998-2004—, lo cual obedecía a la saturación y/o al incremento de los costos de abastecimiento por esa ruta (abarroamiento en la capacidad de almacenaje y costos del transporte por las carreteras).³⁸

³⁸ Las empresas han favorecido la construcción de nuevos planteles de almacenamiento en el Pacífico, como los casos del GLP (Grupo Zeta) y derivados (almacenamiento compartido de las empresas Chevron-Texaco y Shell).

Cuadro 12

ISTMO CENTROAMERICANO: DESEMBARQUE DE LAS IMPORTACIONES PETROLERAS.
COMPARACIÓN ENTRE LOS AÑOS 1998 Y 2004

(Porcentajes)

	Atlántico		Pacífico		Terrestre	
	1998	2004	1998	2004	1998	2004
Total	57,6	54,9	39	42,9	3,4	2,2
Costa Rica	99,6	100	0,4	...	0	...
El Salvador	98,5	96,3	1,5	3,7
Guatemala	31,8	17,9	55	81,3	13,2	0,8
Honduras	86,8	79,8	13,1	19,5	0,1	0,6
Nicaragua	3,1	3,3	95,4	85,3	1,5	11,4
Panamá	100	100

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y cálculos propios.

En los países que poseen refinerías, la producción es complementada con importaciones de productos limpios, realizadas sólo por la empresa propietaria de la refinería (caso de Costa Rica) o bien con la participación de otros operadores.

En cuanto al suministro del GLP, con excepción de Costa Rica la mayor participación no corresponde a los operadores de las refinerías sino a empresas importadoras especializadas en el producto, entre las cuales sobresalen por su presencia en la región de los grupos mexicanos Tomza³⁹ y Zeta Gas. A continuación se detallan los principales aspectos de la logística de las importaciones en cada país, de acuerdo con los datos reportados en 2004.

i) Costa Rica. El total de las importaciones se recibieron en el Atlántico, en el puerto Moín, donde se encuentra la refinería de Recope. La logística de abastecimiento es a partir de un poliducto que lleva los productos limpios hacia instalaciones situadas en los centros de distribución (Moín, El Alto, La Garita y Barranca), donde se venden a los grandes consumidores y a las empresas que participan en la distribución minorista de los derivados. El puerto recibe en la actualidad dos embarques por semana y tiene capacidad máxima para cargueros de 60.000 toneladas, pero por problemas de calado del puerto, el máximo cargamento que puede arribar es de 40.000 toneladas.

³⁹ Los orígenes del grupo Tomza se remontan a la década de 1970, en una planta almacenadora de GLP, ubicada en el estado mexicano de Chihuahua. Actualmente es considerado uno de los grupos más importantes dentro de la distribución y transporte de GLP en México. El Grupo Tomza está integrado por 44 plantas almacenadoras distribuidas en las principales regiones de México. Con su ingreso a Centroamérica, se convirtió en una empresa internacional. Posee 39 plantas distribuidoras de GLP, 28 en Guatemala y 11 en Honduras. También tiene importantes terminales marítimas para el suministro de GLP en los Puertos de Santo Tomás, en Guatemala, y Omoa, en Honduras, ambas en el Atlántico (fuente: la página de internet del grupo Tomza, <http://www.gassilza.com/>, entre otras).

ii) El Salvador. El abastecimiento se efectúa en su mayoría a través de la costa del Pacífico (96,3%), pero se registran importaciones crecientes por la vía terrestre (3,7%), en su mayor parte de GLP. En el Océano Pacífico, del Puerto de Acajutla reciben sus importaciones la refinería Rasa y las empresas Chevron, Texaco, Puma, Elf, Duke, El Paso y DSP. Tropigas importa el GLP mediante dos vías: 1) el Puerto Cutuco, en el Golfo de Fonseca, desde el cual se abastece también el mercado de Nicaragua, Belice y Guatemala, y 2) la frontera con Guatemala (La Hachadura), por vía terrestre, donde se recibe GLP desde México.

iii) Guatemala. Las importaciones provienen de la costa del Pacífico (81,3%), desde el Atlántico (17,9%) y por la vía terrestre (2,2%), de la siguiente forma: por San José, las empresas Esso y Shell importan productos limpios, Copensa, búnker, gasolinas y diesel, y Chevron-Texaco, productos limpios y búnker; por Puerto Barrios, Chevron-Texaco recibe productos limpios y búnker, y la Quinta Compañía importa diesel y gasolina; por Puerto Santo Tomás de Castilla, la Shell recibe productos limpios; Gas Pacífico, GLP; y GENOR, búnker. Por Puerto Quetzal, Enron importa búnker sólo para autoconsumo en generación eléctrica. También por esta vía una generadora eléctrica recibió, a partir de 2004, embarques de orimulsión. Por Tecún Umán (única terminal terrestre de la región, en la frontera entre Guatemala y México), Liquisa, Quinta Compañía, Alka Wenker y Cemasa adquieren productos limpios.

Las importaciones de GLP se efectúan en su mayoría por vía marítima. Las importaciones terrestres han tenido una reducción sustantiva, por el punto de Tecún Umán. Con el cierre de la refinería, las empresas de los grupos Z y Tomza han comenzado a servir al mercado mayorista, antes cubierto por Chevron-Texaco.

iv) Honduras. La mayor parte de las importaciones llegan por la costa del Atlántico (79,8%), seguida por la del Pacífico (19,5%) y en menor medida por vía terrestre (0,6%). Se verifica un incremento considerable de las importaciones desde el Pacífico. Las entradas de líquidos se realizan a través de dos terminales: Chevron-Texaco en Puerto Cortés, en el Atlántico, y Petrosur en San Lorenzo, en el Golfo de Fonseca. Los demás importadores son “arrendatarios de hospitalidad” de Texaco. El GLP lo importa en su mayoría Gas Caribe por el puerto de Omoa, en el Atlántico. Además, participan en las importaciones Chevron-Texaco y Tropigas. Elfgas-Dippsa ingresó al mercado en enero de 1999.

v) Nicaragua. El abastecimiento se realiza en general por la costa del Pacífico (85,3%), por la vía terrestre (11,4%) y sólo una pequeña proporción llega por la costa del atlántico (3,3%). Las principales importaciones corresponden al crudo reconstituido para la refinería, así como el diesel, gasolina regular, gasolina súper y GLP. Las gasolinas y el diesel llegan a Corinto (a 150 km de Managua), donde existen instalaciones de la Esso, Shell y Petronic. Por Puerto Sandino (60 km de Managua) se importa el crudo mediante una monoboya, y se transporta a la refinería en Managua por un oleoducto. El GLP lo importa Tropigas, vía el puerto de Cutuco en El Salvador, y ZGas por medio de su terminal en Guatemala.

vi) Panamá. Todo el suministro proviene del Atlántico. Hasta el cierre de la refinería, dicha instalación abastecía, con excepción del GLP, la totalidad del mercado. Durante el 2004, la empresa Chevron-Texaco (concesionaria de la refinería) cubrió 83,4% del mercado interno de diesel y gasolinas. En cuanto al GLP, este energético es primordialmente importado por Petroport (filial de Tomza-Tropigas).

b) Comercio intrarregional

El comercio intrarregional de derivados ha mostrado un crecimiento sostenido durante los últimos años. En 1998 representó un total de 3,39 millones de barriles (MMbl), que ascendió a 4,78 MMbl en 2004, lo que significó 5% del consumo de la región. En su mayor parte se trata de productos que son reexportados hacia un tercer país; sin embargo, en algunos casos corresponde a productos de las refinерías, en particular búnker de Rasa de El Salvador. En el cuadro 13 se muestra la situación observada en 2004. Las mayores transacciones se originaron en Panamá —con 58,5% del comercio intrarregional en 2004— y los destinos principales fueron Guatemala (41,7%), Honduras (26,5%), El Salvador (21,9%) y Nicaragua (9,8%). Por su parte, Costa Rica es el país con menor participación (menos de una décima porcentual del comercio intrarregional). Las transacciones incluyen básicamente búnker y GLP. Las exportaciones efectuadas por Panamá son realizadas en su totalidad por la vía marina, en tanto que en los otros países, 65% se llevó a cabo por dicha vía, y el restante 35% por la vía terrestre.

Cuadro 13

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACIONES INTRARREGIONALES DE HIDROCARBUROS. AÑO 2004 a/

(Mbl y porcentajes)

	País de origen										Total	% c/		
	Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua				Panamá	
	Total	% b/	Total	% b/	Total	% b/	Total	% b/	Total	% b/			Total	% b/
Total	3,5		537,3		904,1		530,2		7,4		2 797,9		4 780,5	
Costa Rica	-		-		-		-		-		-		-	
El Salvador	-		-		438,4	88,7	375,3	50,0	6,4	50,0	229,1	100,0		21,9
Guatemala	-		422,7	68,5	-		133,9	50,0	-		1 437,3	100,0		41,7
Honduras	-		114,6	50,0	105,0	76,7	21,1	50,0	1,0	50,0	1 025,2	100,0		26,5
Nicaragua	3,5	50,0	-		360,7	53,5	-		-		106,3	100,0		9,8
Panamá	-		-		-		-		-		-			

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y cálculos propios.

a/ No incluyen asfaltos ni derivados no energéticos.

b/ Se refiere a porcentajes de las transacciones que fueron enviados por la vía marítima.

c/ Se refiere al porcentaje total de participación del país receptor en el comercio intrarregional.

Cabe observar que hay algunos indicios sobre la existencia de un creciente comercio informal de derivados en algunos puestos fronterizos. Los casos identificados corresponden al comercio minorista de GLP —en tambos o garrafas de 25 y 15, desde El Salvador hacia los países vecinos, comercio motivado por las diferencias de precios y el subsidio existente en dicho país— y contrabando en Guatemala y Honduras de diesel y gasolinas provenientes de México. En ambos casos no existen estimaciones de los montos trasegados. El tema ha sido motivo de algunas reuniones bilaterales y se han tomado medidas para reducir este comercio ilícito.

c) Volumen, valor y estructura de las importaciones

En 2004 se importó un total de 94.737.000 barriles de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano, de los cuales 84% correspondió a derivados, y únicamente 16% a crudos. En el cuadro 14 y el gráfico 1 se expone la evolución de las importaciones de petróleo crudo y derivados durante el período 1990-2004. A causa del cierre de las refinerías, durante los últimos años se observa una reducción sustancial en la participación de las importaciones de crudos, con el consiguiente incremento en las compras de derivados refinados, en particular en el último quinquenio.

Cuadro 14

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS, 1990-2004

(Miles de barriles)

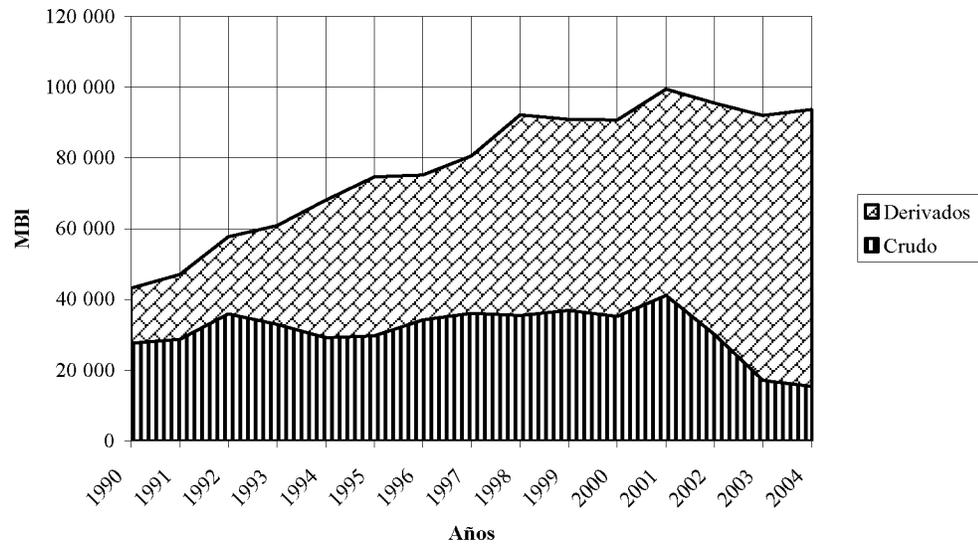
Año	Crudos			Derivados	Total
	Total	Natural	Reconstituido		
1990	27 579	18 478	9 101	15 603	43 182
1995	29 697	19 228	10 469	44 943	74 640
1998	35 376	29 327	6 049	56 723	92 099
2000	35 183	30 354	4 829	55 476	90 659
2001	41 093	34 862	6 231	58 314	99 407
2002	30 032	25 351	4 681	65 451	95 483
2003	17 067	16 227	840	74 916	91 983
2004	15 408	14 962	446	79 329	94 737

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 2004 fue de 3.948 millones de dólares, 23,3% superior al del año anterior y 47,2% más alto que el registrado en el año 2002, período en el cual los impactos de los precios internacionales del petróleo han sido más notorios (véase el cuadro 15). Guatemala fue el mayor importador, con un valor superior a los 1.000 millones de dólares, 27% del total de la subregión (véase el cuadro 16). En un rango intermedio, de entre 600 y 700 millones de dólares, se ubican Honduras, El Salvador y Costa Rica. Por su parte, Panamá y Nicaragua fueron los dos menores compradores. Las importaciones de hidrocarburos con respecto a las exportaciones totales se mantuvieron por debajo de 10% durante la década de los años noventa, y experimentaron un marcado crecimiento a partir del año 2000, hasta llegar a representar 13% en 2004 (véase el cuadro 17).

Gráfico 1

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE PETRÓLEO Y DERIVADOS



Cuadro 15

ISTMO CENTROAMERICANO: VALOR CIF DE LAS IMPORTACIONES, 1990-2004

(Millones de dólares)

Producto	1990	1995	1998	2000	2001	2002	2003	2004
Total	1 107,3	1 563,0	1 550,5	2 959,6	2 789,0	2 682,9	3 201,8	3 948,0
Petróleo crudo	403,2	342,3	357	882,5	797,8	607,3	496,4	561
Reconstituido	231,3	210	98,1	157,3	173,1	125,1	28	23,1
Gas licuado	59,7	101,3	103	198,4	191,8	190,1	256,4	329,1
Coke						2,7	4,2	9,6
Gas aviación	7,6	10,2	4,8	5,1	6,7	4,2	4,8	3,9
Metil terbutil éter (MTBE)		7,5	3	4	7	7	3,7	5,4
Gas premium	62,4	110,3	214,4	350	390,4	454,3	518,9	720,4
Gas regular	79,4	120,8	91,9	244,5	192,7	166,8	250	316,8
Kero/Jet	34,4	61,3	77,2	124,9	103,8	116,5	136,9	236,6
Diesel	222,7	457,6	441,5	710	678,5	704,3	1 034,5	1 264,1
Búnker	6,0	139,3	146,5	259,9	229,1	290,4	409,2	350,9
Asfaltos	0,6	2	5,2	18,2	17,9	11	19,9	18,5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 16

ISTMO CENTROAMERICANO: VALOR CIF DE LAS IMPORTACIONES 2004, POR PAÍS

(Millones de dólares)

Producto	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Total	3 948,0	698,7	677,9	1 088,6	625,1	375,8	482,0
Petróleo crudo	561,0	149,4	199,1			212,5	
Reconstituido	23,1		20,1			2,9	
Gas licuado	329,1	40,7	94,2	86,6	37,2	17,9	52,4
Coke	9,6			5,2		4,3	
Gas aviación	3,9	1,0		1,0	0,7	0,2	1,0
Metil terbutil éter (MTBE)	5,4	5,4					
Gas premium	720,4	212,1	49,0	258,1	133,9	31,2	36,0
Gas regular	316,8	11,3	88,5	131,5	8,3	11,6	65,8
Kero/Jet	236,6	63,6	18,1	50,6	28,2		76,1
Diesel	1 264,1	204,3	171,6	362,7	273,4	72,6	179,6
Búnker	350,9	3,5	37,6	115,6	140,6	18,6	35,2
Asfaltos	18,5	7,5	0,2		2,8	4,0	4,0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 17

ISTMO CENTROAMERICANO: COMPARACIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS CON LAS EXPORTACIONES TOTALES, 1990-2004

(Millones de dólares)

Año	Importación de hidrocarburos	Total de exportaciones	Porcentajes (importaciones/hidrocarburos/exportaciones)
1990	1 107	10 365	10,7
1995	1 563	19 289	8,1
1998	1 551	24 899	6,2
2000	2 960	26 564	11,1
2001	2 789	25 699	10,9
2002	2 683	25 914	10,4
2003	3 202	27 619	11,6
2004	3 948	30 324	13,0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

d) Origen de las importaciones

Durante la década de 1980 la procedencia de las importaciones de hidrocarburos mantuvo una estructura relativamente definida, caracterizada por la participación hegemónica de México y Venezuela —alrededor de dos tercios del abastecimiento total de la región—, con ligero predominio del último país, en virtud del suministro adicional de productos refinados fuera del Convenio de San José. A fines de dicha década se empezaron a presentar cambios notorios en el origen de las importaciones, entre los que destacan el descenso drástico de México y el crecimiento vertiginoso de Estados Unidos, Ecuador y Trinidad y Tabago. En los últimos años han surgido otros suministradores (Colombia, Perú, Chile y otros países caribeños), con lo cual el origen de la oferta se ha diversificado aún más.

Venezuela ha continuado como el principal abastecedor de hidrocarburos del Istmo, posición que —con excepción del año 2002— se ha mantenido invariable. En el año 2002, los suministros de ese país fueron afectados como resultado de una huelga en la empresa petrolera PDVSA. Durante el año 2004, Venezuela proporcionó 43,2% de las necesidades de hidrocarburos de la región, seguido de Estados Unidos, con 16,5%, Ecuador 6%, Chile 4,6% y Trinidad y Tabago con 3,5% (véase el cuadro 18). El restante 26,2% fue proporcionado por alrededor de 30 países, de los cuales México ocupó el puesto número 11, con un suministro equivalente a 1,2% de las necesidades de la región. Es interesante observar el suministro de crudo y derivados que los países sudamericanos proporcionaron directamente desde el Pacífico (Ecuador, Perú y Chile), que en su conjunto significaron 13,5% de los suministros de la región, valor muy significativo si se toma en cuenta que dichos productos no necesitan cruzar el canal de Panamá.

Cabe resaltar que los datos del cuadro 18 incluyen el comercio intrarregional, ya analizado con anterioridad. En cuanto a las importaciones del gas licuado, México había sido el oferente principal de este producto, pues cubría 50% de las importaciones de la región. Sin embargo, a partir de 1996 se nota una acusada disminución de estas importaciones, que pasaron de 33% en 1996 a 9% en 1998 y a 4,1% en 2004 (sólo para El Salvador). En este último año, los principales abastecedores fueron Venezuela, con 26,7%, Estados Unidos, con 20,1% y Trinidad y Tabago, con 16,6%.

B. CONSUMO

1. Consumo total

El consumo total de derivados del petróleo en 2004 fue de 95,1 millones de barriles, lo que representó un aumento de 2,8% con respecto al año anterior, y de 8,7% con relación al año 2002 (véase el cuadro 19). Un análisis por subperíodos muestra elevados incrementos en el consumo en 1990-1995 (11%) y crecimientos moderados en los dos quinquenios subsiguientes (4,1% y 4,7%, respectivamente). El alto crecimiento en el primer subperíodo se explica por la recuperación económica que experimentó la región en esos años. A partir de 1996 el crecimiento económico fue menor y además se han registrado acomodos en el consumo de combustibles, consecuencia de diversos factores, como el comportamiento de los sectores industriales, la participación de la generación termoeléctrica en la producción de energía (debido a variables

hidrometeorológicas, fenómeno El Niño”, desastres naturales y huracanes); ajustes a los choques petroleros, entre otros.

Cuadro 18

ISTMO CENTROAMERICANO: ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS, 2004

(Miles de barriles)

Procedencia	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Crudo y reconstituido							
Total	15 408		5 741		5 853	3 814	
Venezuela	10 601		3 421		4 911	2 269	
Ecuador	2 321		1 819		501		
Colombia	1 545					1 545	
México	761		380		382		
Perú	180		120		60		
Derivados							
Total	78 233	26 608	10 002	15 837	4 096	11 881	9 810
Venezuela	30 359	9 199	3 752	4 190	2 188	4 214	6 814
Estados Unidos	15 599	4 731	1 436	6 729	727	1 687	290
Chile	4 361	2 797	812	706	30		17
Ecuador	3 345	1 109	874	725	637		
Trinidad y Tabago	3 292	364	277	1 378	213	379	681
Panamá	2 798	1 437	229	1 025	106		
Caribe	2 627	196	343	374		1 320	394
Perú	2 559	1 577	511	471			
Brasil	2 503	684	56			1 763	
No identificado	2 228	850	7	7			1 364
Holanda	1 106					1 106	
República de Corea	966	886	81				
Noruega	855	855					
Reino Unido	712	161	51			484	16
Guatemala	662		389	81	193		
Colombia	637	53	41	13		402	128
Argentina	596	151	389	55			
Singapur	588	395	170				24
Francia	523		44			426	53
El Salvador	347	290		57			
México	339		339				
Honduras	265	67	188	11			
Indonesia	246	241					5
Georgia	185	185					
Provincia china de							
Taiwán	154	154					
Cuba	144	144					
Guinea	102					102	
Canadá	60	52	9				
Japón	30	30					
España	24						24
Qatar	15			15			
Nicaragua	4	3					
Costa Rica	2					2	

Cuadro 19

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO TOTAL DE
HIDROCARBUROS, 1990-2004

(Miles de barriles)

Año	Consumo total	Consumo final	Consumo para la generación de electricidad
1990	38 469	35 666	2 803
1995	64 794	51 015	13 779
1998	80 202	62 116	18 086
2000	79 098	66 909	12 189
2001	84 744	69 587	15 157
2002	87 520	71 995	15 859
2003	92 552	73 656	18 896
2004	95 149	76 567	18 582
Tasas de crecimiento (porcentajes)			
1990-1995	11,0	7,4	37,5
1995-2000	4,1	5,6	-2,4
2000-2004	4,7	3,4	11,1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

2. Consumo final

El consumo final de derivados de petróleo ⁴⁰ durante el año 2004 alcanzó casi 77 millones de barriles (véase el cuadro 20). El mayor mercado lo constituyó Guatemala (24,7%), seguido por Costa Rica (19,7%), El Salvador (17,2%), Panamá (15,3%), Honduras (14,2%) y Nicaragua (8,9%). Por productos, la mayor demanda la constituye el diesel (39,7%), seguida por las gasolinas (31%), el GLP (11,1%), el búnker (9,1%) y las gasolinas de aviación (6,4%). Honduras y Nicaragua muestran una mayor participación porcentual del diesel (48,1% y 43,2%), y Costa Rica y El Salvador las más bajas (35,4% y 34,5%). Por su parte, Honduras y El Salvador reportan las más altas participaciones del búnker (14,4% y 13,7%), y Panamá y Guatemala las más bajas (2,7% y 5,2%). En el GLP, El Salvador y Guatemala son líderes (15,7% y 14,5%), en contraposición con Honduras y Costa Rica (6,3% y 7,2%).

Si se excluyen los combustibles utilizados para la generación de electricidad, entre 1990 y 2004 la estructura de la demanda regional de derivados del petróleo muestra una tendencia al crecimiento de 5,6%, mayor en el GLP (7,8%) y en las gasolinas (6,4%) y menor en el diesel (5,4%). En las kerosinas la demanda aumentó a una tasa promedio inferior a la del consumo final de hidrocarburos (3,8%).

⁴⁰ El consumo final de derivados es la diferencia entre el consumo total y la cantidad de derivados utilizados en la producción de electricidad. Comprende la utilización de derivados en los sectores transporte, residencial, comercial e industrial (excluyendo la industria eléctrica).

Cuadro 20

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE HIDROCARBUROS, 2004

(Miles de barriles)

	Total	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	<i>Fuel oil</i>	Otros
Total	76 567	8 488	23 760	4 901	30 418	6 961	2 038
Costa Rica	15 056	1 087	5 379	1 208	5 326	1 606	451
El Salvador	13 164	2 063	3 564	907	4 542	1 805	284
Guatemala	18 913	2 749	6 741	702	7 378	984	359
Honduras	10 874	687	2 879	467	5 227	1 564	51
Nicaragua	6 820	648	1 566	230	2 944	690	743
Panamá	11 738	1 255	3 632	1 388	5 002	312	150

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Otros incluye consumo de coke, 587 mbl en Nicaragua.

3. Consumo para la generación de electricidad

La producción de electricidad durante 2004 consumió 18,6 millones de barriles de derivados (véase el cuadro 21), cifra ligeramente superior a la reportada en 1998, lo que ilustra los beneficios de la sustitución y diversificación de combustibles. El 78% de los combustibles correspondieron al búnker y el 13% al diesel. Cabe mencionar que el mayor consumo de derivados se registró en Guatemala (29%), seguido de Honduras (25%), Nicaragua (17%), Panamá (14%), El Salvador (13%) y Costa Rica (1%).

Cuadro 21

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE HIDROCARBUROS
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2004

(Miles de barriles)

	Total	Diesel	Búnker	Otros a/
Total	18 582	2 392	14 499	1 691
Costa Rica	258	237	20	
El Salvador	2 459	23	2 436	
Guatemala	5 440	417	3 332	1 691
Honduras	4 736	1 215	3 522	
Nicaragua	3 103	62	3 041	
Panamá	2 587	439	2 148	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Otros se refiere a orimulsión.

El consumo de derivados del petróleo en la industria eléctrica ha seguido una dinámica muy particular, marcada por varias circunstancias. Durante la década de 1980 tuvo mucha incidencia el efecto de la entrada de grandes proyectos hidroeléctricos. A partir de la década de 1990 los principales aspectos en esta industria están relacionados con las reformas que se llevaron a cabo en la industria eléctrica.

En su conjunto, se ha observado en la región una disminución paulatina de la utilización de los recursos renovables para la producción de electricidad y, por tanto, una mayor dependencia de plantas de generación termoeléctrica a base de combustibles fósiles. Con excepción de Costa Rica, el cual no ha seguido dicho patrón y ha cubierto casi la totalidad de su producción a partir de fuentes renovables (hidráulica, geotermia y eólica). No obstante, la exposición o dependencia regional a los derivados del petróleo ha disminuido, como resultado de una tendencia a la diversificación de combustibles. En la actualidad hay un grupo pequeño de autoprodutores que utilizan fuentes renovables (cogeneración en ingenios de Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Honduras) y dos centrales mayores, en Guatemala, que utilizan carbón y orimulsión, respectivamente.

Conviene enfatizar el papel que desempeña el comercio intrarregional de electricidad, el cual ha cobrado mayor dinamismo a partir de la creación de los primeros mercados mayoristas de electricidad (en 1997 y 1998) y con el cierre del enlace entre Honduras y El Salvador (en 2003), lo cual permitió la operación interconectada de los seis países de la región. Estas transacciones han hecho posible desplazar energía termoeléctrica cara en los países importadores, con lo cual se reduce el consumo de derivados del petróleo. El país exportador en general vende energía hidroeléctrica excedentaria o bien energía producida por termoeléctricas más eficientes, entre ellas las que producen a partir de carbón y orimulsión. Por su presencia regular desde 1999, destacan las transacciones realizadas entre El Salvador y Guatemala. El primer país ha llegado a cubrir cerca de 10% de su demanda eléctrica a partir de importaciones, llegando a figurar la electricidad entre los 10 primeros productos de importación (en 2000). En este caso, el efecto de sustitución de combustibles efectuado en un país también ha logrado impactar el consumo de derivados del petróleo en un segundo país.

C. BALANCE DE DERIVADOS

1. Utilización de las refinerías

Los factores de utilización de las refinerías en el período 2000-2004 se aprecian en el cuadro 22. Obsérvese que a partir de 2003 únicamente siguieron en operación las refinerías de tres países.

Las refinerías de El Salvador y Nicaragua se han caracterizado por un factor de utilización muy alto. Durante el año 2004, en el primer país la producción de la refinería cubrió 37,8% del consumo interno de derivados, en tanto que en el segundo la refinería cubrió 61,9%. Ambos países tienen una demanda considerable de búnker, principalmente utilizado en la generación de electricidad. En ninguno de estos casos existen limitaciones entre las estructuras de producción y consumo, ya que los agentes deben realizar importaciones significativas de búnker y destilados para satisfacer las demandas nacionales.

En Costa Rica la baja utilización de la refinería se debe a que aún no ha quedado concluido el programa de ampliación y, por tanto, no es posible la operación a plena capacidad. Durante el 2004 la refinería cubrió 24,4% del consumo interno de derivados.

Cuadro 22

ISTMO CENTROAMERICANO: FACTORES DE UTILIZACIÓN DE LAS REFINERÍAS, 2000-2004

(Porcentajes) a/

Año	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Nicaragua	Panamá
2000	69,7		105,4	97,2	89,7	74
2001	82,2	23,9	110,2	90,7	99,8	90,1
2002	60,9	40,3	109,8	67,8	89,0	44,3
2003	74,9	42	106,4		88,6	
2004	70,4	41,2	89,8		91	
Promedio	71,6	36,9	104,3	85,3	91,6	69,5

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

a/ Porcentajes de utilización calculados con base en año de operación de 330 días, no año calendario, suponiendo una parada de mantenimiento de 35 días.

2. Balance de refinación

Como consecuencia del cierre de dos refinerías, el crudo procesado en la región registra un decrecimiento de 4,1% durante el periodo 1990-2004, reducción más pronunciada durante el último quinquenio (véase el cuadro 23). Como puede apreciarse, el búnker es el principal producto del proceso de refinación. En 2004 representó 47,3% de la producción de las tres refinerías, mientras que 24,8% y 16,3% correspondieron al diesel y a las gasolinas, respectivamente. El hecho de contar con una oferta más diversificada de crudos facilitó la adquisición de crudos naturales, y ello hizo descender al mínimo la compra de reconstituidos. En 2004 éstos representaron sólo 2,9% de las importaciones de crudo, cifra que contrasta de manera notable con la participación de los reconstituidos en la década de 1980 y el periodo 1990-1996 (de alrededor de 50%).

Cuadro 23

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE REFINACIÓN, 1990-2004

(Miles de barriles)

Año	Crudo procesado	Producción total de derivados	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Búnker	Otros
1990	28 349	27 484	747	5 234	2 062	8 216	10 948	277
1995	30 067	28 954	500	5 901	1 274	9 176	11 207	898
1998	36 026	34 719	687	5 778	1 342	9 719	16 561	631
2000	35 222	34 168	889	5 475	1 643	9 257	16 231	673
2001	41 528	40 373	873	6 417	1 843	10 670	19 838	732
2002	30 792	29 932	606	5 002	1 127	8 357	14 043	797
2003	16 808	16 348	394	2 760	955	4 092	7 328	821
2004	15 804	15 603	378	2 536	763	3 873	7 387	666

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

El balance de derivados en la región, considerando la producción de refinería, las importaciones, el consumo y las exportaciones, muestra cómo ha venido decreciendo la participación de las refinerías, que en 1990 produjeron alrededor de 72% del consumo interno y en 2004 sólo llegaron a producir 17% (véase el cuadro 24).

Cuadro 24

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO, 1990-2004

(Miles de barriles)

Año	Producción de refinerías	Importación	Consumo	Exportación
1990	27 484	15 603	38 360	3 895
1995	29 354	44 943	64 683	9 139
1998	34 719	56 723	80 202	11 325
2000	34 168	55 476	79 098	12 260
2001	40 373	58 314	84 744	12 584
2002	29 932	65 117	87 520	10 715
2003	16 348	74 181	91 951	4 901
2004	15 603	75 821	92 871	1 800

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

D. NORMAS Y ESPECIFICACIONES

1. Normas nacionales vigentes

Los países de la región han aprobado nuevas leyes, con el propósito de conformar un marco normativo adecuado, ajustarse a la iniciativa regional de armonización, mejorar los aspectos de seguridad y reducir la emisión de contaminantes, en particular el contenido de azufre en el diesel y las gasolinas. El plomo de las gasolinas fue eliminado hace algunos años.

En Costa Rica, las normas para las gasolinas están definidas en el Decreto 26482-MEIC, que establecen para la gasolina regular 88 RON (*research octane number*) y para la súper 94 RON. Motivado por razones ambientales, en particular el Protocolo de Kioto, mediante el Decreto 30690-MINAE de 2002, se aprobó una nueva reglamentación para el diesel. El límite máximo de azufre en este derivado pasará de 0,45 (% en masa) en 2003-2004 a 0,05 en el 2008, por medio de un programa de ajuste continuo. En el caso del diesel utilizado para la generación térmica, el límite máximo de azufre se mantiene en 1%. En el caso del GLP, el Decreto 15993-MEC establece su norma oficial.

En El Salvador, las normas técnicas fueron establecidas en 1998 por medio de acuerdos ejecutivos del Ministerio de Economía, que especifican para todos los derivados de petróleo las normas American Society for Testing Material (ASTM). En particular para las gasolinas se establecen octanajes RON mínimos de 87 para la regular y de 95 para la especial o súper. El contenido máximo de azufre en el diesel es de 0,5% en masa.

En Guatemala, el Ministerio de Energía y Minas aprobó recientemente la norma de productos petroleros, con sus respectivas denominaciones, características y especificaciones de calidad (acuerdo número AG-218 de 2004). Esta legislación abarca el GLP, las gasolinas (superior y regular), el gasohol, la gasolina de aviación, el kerosén de iluminación y de aviación, el diesel y el búnker. El acuerdo establece octanaje mínimo de 88 RON para la gasolina regular y 95 RON para la superior; el contenido máximo de azufre es 0,5% en masa.

Por su parte, en Honduras el Acuerdo 697 de 1986 establece las normas de calidad de los productos líquidos. El Acuerdo 191 de 1995 autoriza sólo la importación de gasolina sin plomo en sus dos presentaciones: gasolina superior de 95 octanos, y gasolina regular de 87 octanos, y el Acuerdo 227 de 1997 define la proporción de propano y butano en el GLP. El contenido máximo de azufre en el diesel es de 0,5% en masa.

En Nicaragua, las normas están en el acuerdo 9 de 1997 del INE y corresponden a las ASTM para todos los derivados de petróleo. Cabe mencionar que la gasolina regular es de 87 RON y la súper de 95 RON, ambas sin plomo, mientras que el contenido máximo de azufre en el diesel es de 0,5% en masa.

En Panamá existen normas nacionales para las gasolinas (91 RON regular y 95 RON súper) y una reglamentación temporal de la Dirección General de Hidrocarburos para el diesel,

con un contenido máximo de azufre de 0,5% en masa. Recientemente esta Dirección presentó a la Dirección General de Normas Industriales y Técnicas del Ministerio de Comercio e Industrias, los Proyectos de Reglamentos Técnicos para las gasolinas y el diesel liviano, grado 2-D. Con respecto al GLP automotor, el Decreto Ejecutivo 49 de 2005 establece sus especificaciones.

En cuanto al sistema normativo para la construcción de infraestructura petrolera, la situación es marcadamente disímil entre los países. En Costa Rica las normas técnicas para toda la infraestructura petrolera, incluidas las estaciones de servicio con GLP, tanto exclusivas como mixtas, se regulan en el decreto 30131-S-MINAE. Para la fabricación de cilindros de GLP se utiliza la norma guatemalteca correspondiente.

En El Salvador, la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de productos de petróleo de 1970, modificada con el Decreto 1113 de 2003, establece las normas y procedimientos para la construcción y operación de instalaciones petroleras, así como para el transporte. Además, existe una norma obligatoria salvadoreña para las estaciones de servicio automotriz (gasolineras) y tanques para consumo privado, y una norma obligatoria relacionada con los aspectos generales de manejo, transporte y almacenamiento de envases cilíndricos portátiles de GLP.

En Guatemala se siguen las normas internacionales propias de la industria petrolera para la construcción y operación de todas las instalaciones petroleras, transporte de derivados, y para la fabricación y uso de cilindros de GLP. El permiso ambiental es requerido sólo para instalaciones con un tamaño superior a los 40.000 galones.

En Honduras no existen normas nacionales para la construcción y operación de instalaciones petroleras, ni para el transporte de combustibles. A falta de ellas, las empresas se rigen por la normatividad internacional de la propia industria. Tampoco hay leyes para la fabricación y uso de los cilindros de GLP. La Serna solicita un plan de contingencia para emitir el permiso ambiental. Recientemente fueron elaborados proyectos de Reglamento Técnico Hondureño sobre: a) especificaciones y componente para sistemas bicomcombustibles de gas licuado de petróleo/gasolina o exclusivamente con gas licuado de petróleo en vehículos automotores; b) conversión de motores de combustión interna con sistema de carburación exclusiva de gasolina por carburación bicomcombustible (GLP o gasolina) o exclusivamente por GLP, y c) estaciones de GLP con almacenamiento fijo (diseño y construcción).

En Nicaragua sólo se encuentran vigentes: una norma técnica y de seguridad para estaciones de servicio automotores y para estaciones de servicio marinas, y una norma técnica para la fabricación de cilindros portátiles para contener GLP, así como una norma técnica ambiental para estaciones de servicio. No existen estatutos específicos para otras instalaciones petroleras ni para el transporte.

En Panamá se aplican las normas internacionales de la industria petrolera para sus diferentes instalaciones. Para la calibración y verificación de surtidores de combustibles líquidos se aprobó recientemente un reglamento. El Cuerpo de Bomberos cuenta con normas de seguridad para las estaciones de servicio y para los cilindros de GLP. Además, las estaciones de servicio deben cumplir con los reglamentos municipales y sanitarios para poder solicitar su registro ante el MICI. El Decreto 49 de 2005 establece las normas para el suministro y utilización del GLP

como carburante automotor (estaciones de servicio, surtidores, kits de conversión, vehículos, entre otros).

La capacidad de verificación de las normas, tanto de productos como de infraestructura, varía fuertemente entre los países. Incluso en algunos de ellos se observa una ausencia de esa tarea estatal. En Costa Rica, la Dirección General de Transporte y Comercialización de Combustibles del Minae supervisa la construcción y emite los permisos de operación de las estaciones de servicio, así como la fabricación, importación y uso de los cilindros de GLP. Por su parte, la supervisión de la cantidad y calidad de los combustibles está bajo la responsabilidad de ARESEP con base en un convenio firmado con la Universidad de Costa Rica para tal fin. Para ello, cuenta con un laboratorio de calidad de combustibles.

En El Salvador la cantidad y calidad de los combustibles son supervisadas por la Dirección de Hidrocarburos y Minas, tanto para la importación como para la venta final. Ante el alza de los precios del petróleo, el Ministerio de Economía implementó el Plan Custodio, con el que supervisa cada día gasolinas y diesel. Para el GLP sólo se controla la cantidad, pero en la actualidad se adquirió un equipo medidor de mercaptanes. La misma Dirección vigila todas las instalaciones petroleras, autoriza su construcción, observa su funcionamiento, y atiende el estado del parque de cilindros de GLP.

En Guatemala la Dirección General de Hidrocarburos lleva a cabo la supervisión de todas las normas de los combustibles y cuenta con un laboratorio móvil para la verificación de la calidad. Asimismo, supervisa la construcción y operaciones de las instalaciones petroleras y lo relacionado con los cilindros de GLP.

En Honduras ninguna institución registra la construcción ni operación de las instalaciones petroleras. La verificación y la calibración de bombas en estaciones de servicio las realiza el Departamento de Normalización de la Secretaría de Industria y Comercio con pocos recursos. A pesar de muchos reclamos por parte de los consumidores, esta inspección no se ejecuta en forma sistemática sino por denuncia. Por su parte, la calidad de los combustibles está bajo la responsabilidad de la UTP, pero carece de laboratorios móviles para cumplir con la supervisión. En la actualidad no hay institución alguna que supervise los cilindros de GLP, aunque se encuentra en redacción un reglamento en que la UTP asumiría esta responsabilidad.

En Nicaragua, el INE tiene a su cargo la supervisión de la cantidad y calidad de los combustibles, pero no la ejerce. Se utiliza la copia de certificado de calidad en el momento del desembarque. En el país no hay laboratorios, de forma que cuando se presentan quejas, se lleva a cabo la verificación en el extranjero en laboratorios independientes. El control y fiscalización de la construcción y operación de la infraestructura petrolera, así como lo relativo a los cilindros de gas, está a cargo de un equipo de seis supervisores adscritos a la Dirección General de Hidrocarburos del INE.

En Panamá, la supervisión de la cantidad y calidad de los combustibles en las estaciones de servicio es responsabilidad de la CLICAC y de la Dirección General de Hidrocarburos, facultada por el Decreto de Gabinete 36 de 2003. Por su parte, el Mici verifica la calidad en la introducción del producto por medio de tres laboratorios nacionales internacionalmente acreditados, pues no tienen laboratorio móvil. El Cuerpo de Bomberos tiene la tarea de revisar los

cilindros de GLP. La operación de las estaciones de servicio no es supervisada por institución alguna.

2. Normas armonizadas dentro del proceso de Unión Aduanera

El establecimiento de una Unión Aduanera en Centroamérica fue un objetivo regional desde el decenio de 1960. El antecedente más reciente se dio en 1996, con la resolución de establecer un arancel común. Posteriormente, en el año 2002, los países aprobaron el Plan de Acción Económico de Centroamérica, que proponía el 31 de diciembre de 2003 como fecha para la entrada en vigor de la libre movilidad de bienes y servicios, así como una política comercial externa común, entre otras. Un nuevo avance fue la aprobación, en el 2003, del Código Aduanero Uniforme Centroamericano.

Dentro de este proceso de Unión Aduanera, la armonización regional de los diferentes derivados del petróleo ha sido una tarea emprendida con gran empuje por parte de las Direcciones Generales de Hidrocarburos. Al 30 de junio del 2005 se habían consensuado 12 Reglamentos Técnicos Centroamericanos (véase el cuadro 25), de los cuales siete ya habían sido notificados a la Organización Mundial de Comercio y cinco serían notificados más tarde. Además, existen cuatro acuerdos que están en proceso de revisión por parte de los Directores, y otros dos en fase menos avanzada.

Conviene mencionar que, para la gasolina regular, la norma armonizada establece un mínimo de 88 RON, salvo en Nicaragua, que tiene 87 RON, con un período de dos años para converger al primer valor. Para la gasolina súper, la norma establece 95 RON. Con respecto al diesel, se establece un contenido máximo de azufre de 0,5% en todos los países, con excepción de Costa Rica, que fija 0,45%.

Está previsto terminar todo el proceso de armonización de normas en el 2005. A mediados de este año faltaban las siguientes normas: fabricación de cilindros, válvulas y reguladores para cilindros de GLP y mezcla de gasolina/etanol.

Cuadro 25

ACUERDOS DEL SUBGRUPO DE HIDROCARBUROS EN UNIÓN ADUANERA

No.	Acuerdo
1	RTCA 23.01.XX:05 Recipientes a presión. Cilindros portátiles para contener GLP. Especificaciones de fabricación.
2	RTCA 75.01.XX:0X Productos de petróleo. Aceite combustible N° 6 (Búnker C). Especificaciones.
3	RTCA 75.01.XX:0X Productos de petróleo. Aceite combustible diesel N° 2-D. Especificaciones.
4	RTCA 75.01.19:05 Productos de petróleo. Gasolina regular. Especificaciones.
5	RTCA 23.01.24*:05 Recipientes a presión. Cilindros portátiles para contener GLP. Sello de inviolabilidad (marchamo). Especificaciones.
6	RTCA 75.01.21:05 Productos de petróleo. Gases licuados de petróleo: propano comercial, butano comercial y sus mezclas. Especificaciones.
7	RTCA 23.01.XX.05 Recipientes a presión. Cilindros portátiles para contener GLP. Válvula de acoplamiento roscado (tipo POL). Especificaciones.
8	RTCA 13.01.25:05 Transporte terrestre de hidrocarburos líquidos (excepto GLP). Especificaciones.
9	RTCA 13.01.26:05 Transporte terrestre de gas licuado de petróleo a granel (GLP). Especificaciones.
10	RTCA 75.01.13:04 Productos de petróleo. Querosene de Aviación (Jet-A-1). Especificaciones.
11	RTCA 75.01.12:04 Productos de petróleo. Gasolina de Aviación (AvGas). Especificaciones.
12	RTCA 75.01.14:04 Productos de petróleo. Querosene de iluminación. Especificaciones.
13	RTCA 75.01.20:04 Productos de petróleo. Gasolina Superior. Especificaciones.
14	RTCA 75.01.22:04 Productos de petróleo. Asfaltos. Especificaciones.
15	RTCA 23.01.23*:04 Recipientes a presión. Cilindros portátiles para contener gas licuado de petróleo. Vehículos de reparto. Especificaciones de seguridad.
16	RTCA 75.01.15:04 Aceites lubricantes para motores a gasolina o motores a diesel. Especificaciones.

Fuente: DGH del MINEC, El Salvador.

E. NUEVOS COMBUSTIBLES

En los seis países de la región ha continuado el interés por diversificar la matriz energética e introducir nuevos combustibles o utilizar algunos ya existentes para otros usos. Este interés se ha renovado ante la escalada de precios internacionales del petróleo que se viene presentando desde el año 2002. Asimismo, los gobiernos han impulsado diferentes iniciativas a fin de reducir la dependencia de los hidrocarburos líquidos.

1. Producción eléctrica con nuevos combustibles

Como resultado de la apertura de la industria eléctrica, así como de algunas leyes de promoción de fuentes renovables (en la cogeneración) y, en algunos casos, facilidades para la contratación de energía a largo plazo, se encuentran en operación los siguientes proyectos.

a) Cogeneración en ingenios cañeros

Las primeras experiencias se dieron a principios de la década de 1990. Más tarde, a fines de 2004 se registraban 21 ingenios azucareros, los cuales producen y venden energía eléctrica a terceros por medio de las redes de transmisión y subtransmisión (véase el cuadro 26). Las mayores instalaciones se encuentran en Guatemala, Nicaragua, El Salvador y Honduras, en donde las instalaciones fueron ampliadas y acondicionadas para llevar a cabo la producción fuera de la zafra, a base de combustibles fósiles; sin embargo, el mayor aporte se obtiene durante el período de zafra (siete meses, de noviembre a mayo). No se cuenta con registros detallados para determinar con precisión en cada caso el volumen de combustibles fósiles desplazados.

Cuadro 26

PAÍSES CENTROAMERICANOS: PARTICIPACIÓN DE LA COGENERACIÓN DENTRO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 2004

País	Número	Capacidad instalada (MW)	Ventas a la red (GWh)	Participación porcentual en la industria eléctrica del país
Total	21	423,2	892,9	2,7
Guatemala	7	182,7	605,5	8,7
El Salvador	3	61,0	99,4	2,1
Honduras	6	30,0	43,1	0,9
Nicaragua	2	121,8	127,9	4,8
Costa Rica	3	27,7	17,1	0,2

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: en Panamá no existen ingenios cogenerando.

Se debe recalcar que en la región existen 41 ingenios que en potencia podrían integrarse a los programas de cogeneración.

b) Carbón

En 1999 entró a operar en Guatemala una central carboeléctrica de 142 MW de capacidad instalada. Durante el período 1999-2004 dicha central ha generado 4.863 GWh, lo que ha hecho posible sustituir alrededor de 5,5 millones de barriles de búnker. Tomando como base la

producción neta reportada en 2004 (1.163 GWh), se estima que anualmente se requieren alrededor de 480.000 toneladas (MTM) de carbón para sustituir a 1.300 MBI de búnker.⁴¹ Además, otras industrias han estado utilizando carbón,⁴² si bien en pequeñas cantidades, pero con un fuerte potencial de sustitución, como el caso de la cementera Cemex en Nicaragua, y otra en Honduras.

c) Orimulsión⁴³

Durante los años 2001-2002, la empresa GGG en Guatemala —actualmente propiedad del grupo Duke— realizó pruebas de 365 días para asegurar la viabilidad de la orimulsión en motores reciprocantes. Los resultados fueron exitosos, razón por la cual las instalaciones de la nueva central Arizona —172 MW, en Puerto Quetzal, que empezó a operar en abril de 2003— fueron previstas para el manejo de este combustible. Son pocas las experiencias de ese tipo, por lo cual no se cuenta con costos unitarios aceptados en su totalidad para la producción; sin embargo, los resultados de Duke parecen más que prometedores.⁴⁴ Se estima que la producción de la central Arizona durante el 2004 (1.386 GWh) permitió desplazar alrededor de 1.650 MBI de búnker.

En principio, las perspectivas de la orimulsión debieran ser muy atractivas para la región; no obstante, por razones de diversa índole, el Gobierno de Venezuela —pese a sus cuantiosas reservas— decidió no renovar ni otorgar nuevos contratos de orimulsión. De esa suerte, el suministro para la central Arizona solamente estaba garantizado hasta fines de 2005. Por su importancia, el tema implica varios desafíos para la región.

⁴¹ No se contó con información de las series completas sobre las importaciones anuales de carbón. Por información proveniente de otras bases de datos, se deduce que Colombia ha sido el principal suministrador, con 1.613 MTM durante el período 1998-2003 (fuente: CEPAL, base datos BADECEL). Para la estimación, se han supuesto parámetros estándar y las tecnologías de generación preferidas en la región.

⁴² Durante el período 1998-2003, tres países (Costa Rica, El Salvador y Honduras) realizaron importaciones desde Colombia, del orden de 718 MTM (fuente: CEPAL, base datos BADECEL).

⁴³ El nombre “orimulsión” proviene de una región del Orinoco, Venezuela, en donde se encuentran las mayores reservas mundiales de betumen y crudos extrapesados. Bitor, filial de la empresa estatal venezolana PDVSA, extrae el betumen en forma de una emulsión primaria, la cual es procesada y convertida en orimulsión, que es una mezcla 70:30 de betumen y agua con agentes emulsionadores. Algunas características de la orimulsión son: 29% de contenido de agua; viscosidad 1.200 milipascales a 5° C, y 600 a 30° C; 29,7 MJ/kg de poder calorífico bruto; 2,7% de contenido de azufre; 300 ppm de contenido de vanadio; 70 ppm de contenido de sodio; 350 ppm de contenido de magnesio; 0,25% de cenizas; punto de centelleo de 130° C, y punto de fusión 3° C.

⁴⁴ De acuerdo con conversaciones sostenidas con ejecutivos de Duke en Centroamérica, los resultados operativos son muy satisfactorios. La central Arizona registró, en 2004, una disponibilidad del 92%; en equivalente energético, los precios de la orimulsión han sido 45% inferiores (casi la mitad) a los del búnker, y bajo esas condiciones, la rentabilidad de un proyecto como el referido es de por lo menos 3 puntos porcentuales superior a su equivalente en base a búnker.

d) Otros

En varios países de la región se ha emprendido una actividad industrial para el reciclaje de lubricantes y otros residuos y la obtención de combustibles que se utilizan en general en la industria eléctrica y cementera. Sin embargo, no se cuenta con estadísticas ni registros sobre esa actividad.

Por otra parte, salvo iniciativas de alcance limitado, no existen programas integrales para la recolección y manejo de lubricantes usados. Debe observarse que, en este caso, el beneficio principal es para el ambiente; por tanto, la concepción de dichos programas debe realizarse sobre el eje ambiental, considerando los efectos de sustitución de combustibles fósiles como subproductos de alto valor agregado.

2. Introducción del GLP en el parque automotor

Ante la tendencia de precios altos de los derivados del petróleo, y en busca de reducir los impactos en el transporte público en taxis, los gobiernos de Honduras, Panamá y Costa Rica han promovido la introducción del GLP automotor. En los dos primeros países se aprobaron leyes específicas y en el tercero existe un decreto para tal fin.

En Honduras se han importado 500 taxis, que dan servicio en Tegucigalpa y San Pedro Sula; para suplir este combustible, se encuentran funcionando tres estaciones de servicio en la capital y dos en la segunda ciudad. Estos vehículos fueron originalmente diseñados para uso de GLP. Su adquisición se facilitó por un préstamo del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE). A la fecha se reportan algunos problemas en el funcionamiento de los taxis, a causa de un rendimiento inferior al prometido por el proveedor. Esto se debe, en parte, a que el motor de los taxis está diseñado para utilizar GLP, mientras que en Honduras se está distribuyendo sólo propano, a pesar de que la norma vigente establece una proporción 70/30 de propano/butano. El precio al consumidor final del GLP, tanto para la cocción como para uso automotor, es igual. El equipo de conversión cuesta aproximadamente 600 dólares.

Como se mencionó antes, Panamá cuenta con una reglamentación para la venta y manejo de GLP automotor. El impuesto para este combustible es nulo en el primer año, pero a partir del segundo paga 25 centavos, en forma similar al diesel. A mediados del 2005 ya se había instalado la primera estación para la venta y ocho más estaban en proceso de equipamiento. Las empresas Tropigas y Panagas son las interesadas en este nicho de mercado. Actualmente circulan varias decenas de taxis convertidos a GLP. El costo del equipo de conversión se cotizaba alrededor de los 400 dólares.

En el caso de Costa Rica, en el año 2000 ya existían algunas estaciones con GLP automotor, pero sin ninguna regulación. En el 2002 se aprobó el Decreto 30131, que regula las ventas de este combustible en estaciones de servicio, tanto mixtas como exclusivas. En la actualidad existen unas ocho estaciones de servicio autorizadas que ofrecen dicho producto. En 2004 se importaron taxis diseñados de origen para uso de GLP; también se registran alrededor de 3.500 unidades que se han reconvertido en los dos últimos años. Para este fin existen cinco

talleres, los cuales operan libremente, sin formación alguna. El costo de un equipo de conversión, incluida la instalación, fluctúa entre 800 y 1.000 dólares.

En el caso de El Salvador, existe una flota pequeña que utiliza este derivado del petróleo, aunque no hay estaciones de servicio que ofrezcan el producto para vehículos automotores. La empresa Tropicigas ha promovido el uso del GLP, pero la existencia del subsidio hace inviable esta opción. En Nicaragua se autorizó, en 2004, una estación de suministro de este combustible a una cooperativa de taxis, pero a la fecha no ha entrado en operación.

3. Biocombustibles

La producción de biocombustibles líquidos es una opción que haría posible atender parte de las necesidades del sector transporte. Entre los principales biocombustibles destaca el etanol, que puede producirse a partir de caña de azúcar o de diferentes granos, y el biodiesel, de aceites vegetales. En la década de 1980, Guatemala, El Salvador y Costa Rica intentaron, sin éxito, introducir la mezcla gasolina-alcohol (gasohol) para uso comercial. En la actualidad, estos países han exportado pequeños volúmenes de dicho biocombustible a Estados Unidos.

Las difíciles condiciones de la industria azucarera en la subregión y los altos precios de los derivados del petróleo han sido factores determinantes para que los gobiernos de Centroamérica hayan mostrado interés en desarrollar programas de biocombustibles. En un estudio elaborado en 2002 por la Sede Subregional de la CEPAL en México (CEPAL, 2004f), se analizaron las perspectivas de un programa de biocombustibles en el Istmo Centroamericano, profundizando en lo referente a bioetanol. El estudio concluyó que Guatemala, Costa Rica y El Salvador reúnen las condiciones para promover a corto plazo el uso de gasohol.

En vista de ello, las Direcciones Generales de Hidrocarburos y el CCHAC solicitaron a la CEPAL elaborar un proyecto sobre la utilización del bioetanol. Este proyecto, financiado por el Gobierno de Italia, se encuentra actualmente en ejecución, y analiza temas como oferta, demanda, normas técnicas, costos y sistemas de precios, entre otros.

Cabe recordar que, además de la demanda interna del etanol, por la mezcla de un cierto porcentaje (igual o inferior a 10%) con la gasolina, existe un mercado internacional de este combustible que viene desarrollándose a gran velocidad. En Estados Unidos, Europa, y los países asiáticos, se han dictado en fechas recientes regulaciones que tienden a introducir un cierto porcentaje de biocombustibles. En el caso de Estados Unidos, el tratado de libre comercio con los países de la subregión —conocido por sus siglas en inglés como DR-CAFTA— permitirá la exportación ilimitada de etanol a ese país, siempre que la materia prima provenga de los países de la subregión.

4. Iniciativas para el mediano y largo plazos

Las iniciativas más avanzadas tienen que ver con la introducción de gas natural, así como con la construcción de centrales termoeléctricas de gran tamaño, que usarán combustibles alternativos (gas natural, carbón, petcoke y algunas otras opciones alternativas a la orimulsión). Obsérvese

que en la discusión y conformación de estas iniciativas ha desempeñado un papel muy importante la industria eléctrica regional y las iniciativas y proyectos de integración. Al respecto, hay un grupo especializado que actualiza continuamente los programas de adiciones y propone escenarios de expansión para la industria eléctrica regional. Estos planes han sido básicos para la identificación de las futuras centrales que podrían utilizar los combustibles mencionados. Por otra parte, debe recordarse que las interconexiones eléctricas hacen posible la sustitución y ahorro de combustibles.⁴⁵ En el caso del gas natural existen dos opciones en la actualidad: a) suministro por gasoducto desde Colombia a Panamá, proyecto que cuenta con el apoyo de ambos gobiernos, aunque conviene mencionar que también se ha discutido una opción intermedia de suministro por medio de barcazas, la cual podría concretizarse en el mediano plazo, y b) suministro de gas natural licuado desde Perú y Bolivia a El Salvador.

⁴⁵ Los tres principales proyectos de interconexión son: a) el SIEPAC, que proveerá una red dedicada al comercio regional, enlazando las seis ciudades capitales; b) la interconexión México-Guatemala, y c) la interconexión Colombia-Panamá. Los dos primeros cuentan con casi todas las aprobaciones, diseño y financiamiento. Su construcción deberá licitarse en los próximos meses. El tercero solamente cuenta con estudios.

III. ESTRUCTURA

A fin de determinar el grado de competencia en la industria petrolera del Istmo Centroamericano, se ha analizado su estructura, a partir de los siguientes factores: grado de concentración en los diferentes segmentos de la cadena de abastecimiento, entrada de nuevos agentes, grado de integración vertical, barreras a la entrada, entre otros. Durante el análisis se ha seguido la cadena de los procesos: desde las actividades de refinación e importación de productos limpios, hasta la distribución al consumidor mayorista y al vendedor detallista. Asimismo, se ha identificado a la mayoría de las empresas que participan en varias etapas y en diversos países, con el propósito de que sean contabilizadas como un solo agente, lo cual permite obtener información más precisa sobre la estructura de la industria. Por falta de datos estadísticos, no se logró efectuar el análisis desglosado para cada uno de los derivados.

Por su campo de acción se distinguen tres grupos de empresas: multinacionales, regionales⁴⁶ y nacionales. Las primeras tienen presencia mundial y en casi todos los países del Istmo Centroamericano. Las regionales tienen su principal mercado en el Istmo Centroamericano y están orientadas en general a un solo producto (GLP). Las empresas nacionales desarrollan sus operaciones petroleras únicamente en un país de la región. Esta clasificación no siempre concuerda con la estructura y origen del capital de las empresas. Tanto en el caso de las multinacionales como en el de varias de las empresas con operaciones en los ámbitos regional y nacional, el capital es mayoritariamente foráneo.

A. GRADO DE CONCENTRACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA

1. Importación y refinación

En países importadores netos de hidrocarburos, como los centroamericanos, la competencia se da entre la refinería y los importadores de derivados, o bien únicamente entre los segundos, cuando no existen instalaciones de refinación. Por ello, se analizan dentro de una misma categoría. Como ya fue explicado, dada la estructura actual de la demanda, dos de las refinerías existentes pueden operar con altos factores de utilización, sin depender de la importación de crudos reconstituidos, ya que sólo alcanzan a cubrir parcialmente los mercados locales correspondientes de los tres productos relevantes (gasolinas, diesel y búnker).

a) Agentes en operación

Del análisis de este segmento de la industria se constata que existen 31 agentes diferentes dedicados a estas actividades (véase el cuadro 27), 24 en petróleo crudo y derivados líquidos, y siete en GLP, cifras que se han mantenido estables en los últimos años. Por una parte, varias

⁴⁶ Se trata de empresas con operaciones únicamente en el Istmo Centroamericano.

empresas diversificadas y pequeñas (incluyendo algunas cementeras), han dejado de importar, y subcontratan los suministros con empresas especializadas, lo cual es más evidente en Guatemala, mientras que en otros países ha habido un aumento de actores, lo que equilibra el número total de operadores. Los países del norte de la subregión cuentan con el mayor número de empresas.

Cuadro 27

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTADORES DE CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS, 2004

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Total derivados líquidos	24	1	7	10	8	6	4
1. Multinacionales	3		3	3	3	1	3
			Esso a/ Shell a/ Chevron- Texaco	Esso Shell b/ Chevron- Texaco	Esso Shell Chevron- Texaco	Esso a/	Esso Shell Chevron- Texaco
2. Nacionales							
a) Grandes							
No diversificadas	7	1 RECOPE*	1 Puma	3 Copensa Tasa Carpesa	2 Petrotel b/ Petrosur Puma	1 Petronic	
Diversificadas (eléctricas)	9		2 Duke El Paso	2 Enron Duke	3 Elcosa Emce Lufussa	2 Eec Pcp	1 Petrotermi- nales
b) Pequeñas	5		1 Dsp	2 Brenntag Marimba		2 Hinisa Meco	
Total GLP	7	1	4	4	3	2	2
Multinacionales	2		Elf	Chevron- Texaco	Chevron- Texaco Elf		Chevron- Texaco
Regionales	3		Tropigas c/ Z Gas d/ Coinver e/	G. del Pacífico c/ Z Gas d/ Extragas	Gas Caribe (5)	Tropigas c/ Z Gas d/	Petroport c/
Nacionales	2	RECOPE					

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales. Únicamente aparecen aquellas empresas que reportaron importaciones para los mercados locales durante 2004. No aparecen los agentes que operan en las zonas francas de Panamá. En el total, las empresas con presencia en varios países sólo se contabilizan una vez.

- a/ Shell importa en asociación con Texaco bajo la firma Otsa.
- b/ Empresas propietarias de refinerías. La Refinería Rasa es propiedad de Esso y Shell.
- c/ Se refiere a las empresas del grupo E. Zaragoza.
- d/ Se refiere a las empresas del grupo M. Zaragoza.
- e/ Se refiere a las empresas del grupo T. Zaragoza.

Se observa la presencia de tres grandes empresas multinacionales (Esso, Shell y Chevron-Texaco) en cuatro de los países, mientras que en Nicaragua sólo participa una (Esso). En Costa Rica no se cuenta con alguna. Las empresas regionales sólo aparecen en la importación de GLP, donde destacan los tres conglomerados de capital mexicano (las pertenecientes a los grupos de los hermanos Zaragoza).

Las empresas nacionales se han dividido, por su tamaño, en grandes y pequeñas. A su vez, las grandes se han subdividido en no diversificadas, es decir, dedicadas únicamente al negocio petrolero y diversificadas, presentes en el negocio petrolero y en la producción de electricidad. Entre las empresas grandes no diversificadas, sobresale por su tamaño, grado de integración y capital estatal, la Recope, de Costa Rica. Otras firmas en este segmento han construido instalaciones de almacenamiento de dimensiones considerables para el tamaño de los mercados nacionales; proceden en algunos casos de inversionistas que no pertenecen a la región (Puma, Copensa, entre otros). Por otra parte, en el caso de empresas nacionales diversificadas, también son mayoritarias las inversiones foráneas; aun así, es posible identificar algunos casos donde la participación de los capitales nacionales es significativa (Elcosa, Lufussa, entre otros). Finalmente aparecen las pequeñas compañías, muchas de ellas empresas diversificadas de reciente ingreso. Por su tamaño, es más evidente la participación de inversionistas locales.

b) Índices de concentración del segmento de importación/refinación

Para un mejor análisis del grado de competencia en este segmento, se ha examinado el mercado de los hidrocarburos líquidos en forma separada del mercado de GLP. Los índices de concentración utilizados han sido: i) el índice de concentración de las tres firmas más grandes (CR3),⁴⁷ y ii) el índice Herfindahl-Hirshman (HHI).⁴⁸

En el caso de los derivados líquidos, las tres principales empresas (Esso, Recope y Chevron-Texaco) controlaron, en el año 2004, 60,7% de las importaciones y refinación de la región (véase el cuadro 28). En el ámbito nacional, el índice registrado es muy elevado en Costa Rica (100%), Nicaragua (99,7%) y Panamá (94,7%). Los índices más reducidos se reportan en Guatemala y Honduras; El Salvador arroja un valor intermedio. Al analizar sólo las empresas multinacionales, en la región participan con 53,3%. A nivel de los países, El Salvador y Panamá presentan los índices más altos, pues estas empresas participaron con 86% y 83%, respectivamente. Los índices menores se reportan en Honduras (46%) y Guatemala (51%), con excepción de Costa Rica, país en que no opera en este segmento.

En el caso del GLP (véase el cuadro 29), las tres empresas más importantes —dos de los grupos Zaragoza y Recope— controlaron, en 2004, 80,2% de la importación/refinación de este

⁴⁷ El CR3 representa la participación porcentual —en la región y en cada país— de los tres mayores agentes o grupos corporativos. Generalmente en los mercados con bajo grado de concentración tiene más sentido referirse a los índices CR4 y CR8, es decir, los índices de concentración de las cuatro u ocho firmas más grandes, respectivamente. En los países del Istmo Centroamericano se ha elegido el CR3, por existir siempre tres o menos firmas dominantes en el mercado de hidrocarburos.

⁴⁸ El índice de concentración de Herfindahl-Hirschman (HHI) es igual a la suma de cuadrados de los porcentajes de participación de cada uno de los agentes.

combustible en la región. Las empresas regionales reportaron 67,2%, las multinacionales 15,8%, dos empresas o corporativos nacionales 13,2% y el restante 3,8% fue manejado por varias pequeñas empresas. Con respecto a los índices de concentración, se constata que en algunos de los países éstos son superiores a los del mercado de combustibles líquidos debido al menor número de firmas importadoras de GLP.

Cuadro 28

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS E ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN DE LA INDUSTRIA EN LA IMPORTACIÓN Y REFINACIÓN DE DERIVADOS LÍQUIDOS, 2004

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Participación de las empresas (%)							
Total	100	17,3	15,7	27,7	18,1	10,4	10,4
1. Multinacionales	53,3	0 a/	86,2	50,6	46,3	80,7	83,9
Esso	23,4		49,8	17,3	9,4	80,7	5,3
Shell	9,9		21,4	14	9,6		7,6
Chevron-Texaco	20		15	19,3	27,3		71
2. Nacionales	46,7	100	13,8	49,4	53,7	19,3	16,1
a) Grandes	46,3	100	11,4	49,3	53,5	19,3	16,1
No diversificadas	37,2	100	6,9	43,1	20,8	12,2	16,1 b/
Diversificadas							
(eléctricas)	9,1	0	4,5	6,2	32,7	7,1	0
b) Pequeñas	0,4	0	2,5	0,1	0,2	0	0
Índices de concentración							
CR3 (%)	60,7	100	86,2	62,8	66	99,7	94,7
HHI	1 448	10 000	3 231	1 733	1 793	6 704	5 388
Cambios en los índices de concentración, 1998-2004							
CR3 (%)	-15,9	0	6	-15,2	-0,4	-0,3	-5,3
HHI	-800	0	438	-796	-169	-171	-4 612

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

a/ Los valores sombreados corresponden a porcentajes de las participaciones nacionales. Los demás valores están referidos a los porcentajes de participación en el mercado regional.

b/ Corresponde a *fuel oil* total nacional, sin detalle de los volúmenes por importador.

Cuadro 29

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS E ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN
EN LA IMPORTACIÓN Y REFINACIÓN DE GLP, 2004

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Participación de las empresas (%)							
Total	100	13,1 (100)	28,7 (100)	26,1 (100)	10,6 (100)	7,3 (100)	14,1 (100)
Multinacionales	15,8		Elf (7,3) Rasa (6,6)		Chevron- Texaco (29,3) Elf (2,4)	Esso (29,9)	Chevron- Texaco (44,8)
Regionales	67,2		Tropigas (64,7) Z Gas (13,6)	Grupo Tropigas (48,5) Z Gas (45,6)	Gas Caribe (68,3)	Tropigas (51,5) Z Gas (18,5)	Petroport (55,2)
Nacionales	17	RECOPE (100)	Coinver (7,9)	Otros (5,9)			
Índices de concentración							
CR3 (%)	80,2	100	86,2	100	100	100	100
HHI	1 219	10 000	4 508	4 468	5 532	3 896	5 053

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

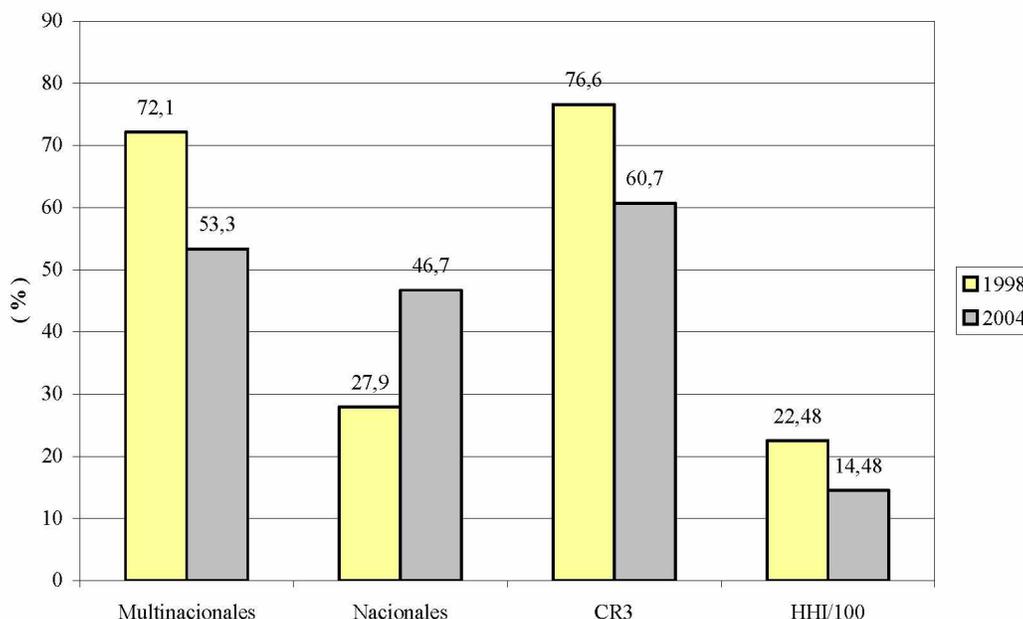
Nota: Los valores entre paréntesis son porcentajes de las participaciones nacionales. Los valores sin paréntesis están referidos a los porcentajes de participación en el mercado regional. Los datos corresponden al año 2004.

Si se comparan los índices de concentración alcanzados en el segmento de derivados líquidos en el 2004 con los existentes en 1998, se encuentran algunas evoluciones interesantes (véase el gráfico 2).⁴⁹ En el mercado de derivados líquidos, las multinacionales bajaron 19,8% (de 72,1% a 53,3%); esa misma porción fue cedida a favor de las empresas nacionales. Por consiguiente, los índices de concentración se redujeron en forma significativa (15,9% el CR3 y 800 puntos el HHI). El análisis de los datos por país permite identificar la evolución de los índices en ese período: un aumento de la concentración en El Salvador, reducción significativa en Guatemala e índices menores en tres países (Panamá, Honduras y Nicaragua). Costa Rica mantiene obviamente el mismo índice. En el caso del GLP, se dio un fuerte incremento, explicado en particular por el alza en la participación de los dos grupos mexicanos.

⁴⁹ Para poder introducir en el gráfico los valores del indicador HHI, se ha dividido entre 100 (es decir, se ha expresado en porcentajes).

Gráfico 2

ISTMO CENTROAMERICANO: DERIVADOS LÍQUIDOS, PARTICIPACIÓN E ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN, 1998-2004



Fuente: Elaboración propia.

La participación de las empresas en los países ha mostrado la siguiente evolución:

- i) Costa Rica. En su calidad de monopolio estatal, la Recope continuó manejando la totalidad de los combustibles que se importan en el país.
- ii) El Salvador. El mayor importador de hidrocarburos es la refinería (Rasa, S. A. de C. V.). Si se consideran las participaciones de Esso y Shell en la propiedad de la refinería, dichas empresas tienen, respectivamente, 49,8% y 21,4% del mercado de hidrocarburos líquidos, que en total representarían un avance de seis puntos porcentuales con respecto a la situación registrada en 1998. Chevron-Texaco alcanzó 15% del mercado, ligeramente por encima de su participación en 1998. Por su parte, los importadores pequeños, de reciente ingreso, representaron 2,5% del mercado, cifra cercana a la de las empresas eléctricas. Estas últimas tuvieron un retroceso considerable (participaban con 19,2% en 1998), lo que indica que la mayor parte de sus suministros son servidos por la refinería, pero ello también revela el desplazamiento de energía termoeléctrica derivado de las importaciones de energía desde Guatemala. El mayor importador de GLP es Tropigas, con 64,7% del segmento en análisis. La segunda posición corresponde a Z Gas, con 13,6%, seguidos de Coinver, Elf y Rasa. Comparado con 1998, se dio un fuerte retroceso de Rasa (de 31,3%), situación que se mantiene igual en Tropigas. Las otras tres empresas mencionadas registraron crecimientos sustantivos, desde participaciones casi nulas. En la importación y refinación de hidrocarburos líquidos, este país presenta, en orden ascendente, el tercer índice de concentración, con un valor HHI de 3.231, superior al de 1998. Fue el único país en la región con un índice de concentración creciente en este mercado, en especial a causa del

retiro de la empresa eléctrica estatal CEL como importador de combustible. En hidrocarburos gaseosos, dicho índice fue de 4.508, en el mismo orden que el anterior de 1998.

iii) Guatemala. Este país reporta los principales cambios en el período 1998-2004. En 2004 las tres multinacionales participaron con 50,6%, lo que significaba 27,4% menos que en 1998, porcentaje que fue ganado por las empresas nacionales, con lo cual se redujeron los índices CR3 (en 15,2%) y HHI (en 796 puntos). En buena medida, estos cambios se explican por el cierre de la refinería de este país. En 2004 las empresas multinacionales y las nacionales participaban casi en partes iguales. Es importante acotar la parte correspondiente a la importación directa de los grandes consumidores de la industria eléctrica (Enron y Duke), número menor al reportado en 1998. De igual forma, se observa una reducción en el número de importadores independientes medianos y pequeños. Copensa es el grupo nacional con mayor participación (empresa local independiente de capital neerlandés, argentino y guatemalteco). Obsérvese que este país presenta el índice de concentración más bajo de la región en la importación de hidrocarburos líquidos, con un HHI de 1.733. En GLP, el mercado lo abastecen principalmente los dos grupos mexicanos ya mencionados.

iv) Honduras. Las tres empresas nacionales participaron con 53,7% de las importaciones totales en el año 2004, muy por encima de las empresas multinacionales, las cuales alcanzaron 46,3%. Por su parte, los generadores eléctricos que importan para sus propias necesidades (Emce, Lufussa y Elcosa) representaron 32,7% del total, que significa un sustantivo incremento con relación a la participación registrada en 1998 (19,7%). Emce posee instalaciones de almacenamiento propias y arrienda otras instalaciones propiedad de la municipalidad de Tela, e importa no sólo para autogeneración sino que, por medio de su subsidiaria Hondupetrol, vende al mercado mayorista de combustible. En el caso del GLP, Gas del Caribe (68,3%) y Chevron-Texaco (29,3%) controlan casi la totalidad de las importaciones de este combustible para el país, quedando una participación minoritaria a Elf (2,4%). Una situación muy semejante se registró en 1998. De esa forma, este país presenta el segundo índice de concentración más bajo en la importación de hidrocarburos líquidos, con un índice HHI de 1.793. En los hidrocarburos gaseosos la situación es diferente, ya que presenta una muy alta concentración (la quinta más alta de la región), con un HHI de 5.532.

v) Nicaragua. La empresa Esso, propietaria de la refinería, posee 80,7% del segmento en análisis; la otra multinacional que también realiza importaciones es Petronic, con una participación de 12,2%. La Shell ha reducido su participación y no reporta importaciones en 2004. Las empresas eléctricas registraron 7,1% de las importaciones. Lo anterior muestra un panorama de muy alta concentración, con un CR3 de casi 100% y un HHI de 6.704, que la sitúa en quinto lugar, con concentraciones sólo superadas por Costa Rica que cuenta con una empresa monopolista estatal. En el mercado del GLP también se presenta un panorama de tres empresas: Tropigas, Esso y ZGas, con 51,5%, 29,9% y 18,5%, respectivamente, de las importaciones y la refinación. Por el contrario, el HHI es de 3.896, el más bajo de la región.

vi) Panamá. A pesar del cierre de la refinería, la empresa Chevron-Texaco continúa como agente principal, con 71% de la importación de hidrocarburos líquidos en 2004. Las empresas locales representaron 16,1%, la Shell 7,6% y la Esso 5,3%. En el mercado del GLP, Chevron-Texaco cubrió solamente 44,8%, correspondiendo a Petroport el 55,2% del mercado, lo que significó un cambio notable respecto de la situación reportada en 1998. Debe señalarse que

no se registró participación de las empresas diversificadas, pese a que en el país la producción termoeléctrica es relevante, y existen varios agentes dedicados a esa actividad. Pareciera que parte de los suministros a estos agentes son servidos desde las ZLP (como los casos de Glencore y Chemoil), pero no existen registros detallados sobre la internación de búnker desde las zonas referidas. Un caso particular fue el de Petroterminales, que importó búnker y diesel para la producción eléctrica destinada al mercado nacional en 2004, pero cuyos datos no estuvieron disponibles. El país continúa presentando una situación de altos índices de concentración: HHI de 5.388 en el caso de los hidrocarburos líquidos y 5.053 en el GLP, en ambos casos el cuarto más alto de la región.

En resumen, al analizar la situación por país en el mercado de derivados líquidos, en tres casos se registra muy alta concentración (Costa Rica, Nicaragua y Panamá); uno de alta concentración (El Salvador) y en dos hay concentración mediana (Honduras y Guatemala) (véase de nuevo el cuadro 28). En el caso del GLP, todos los países muestran altos índices de concentración. Se debe mencionar al respecto que el Departamento de Justicia (DOJ) y la Federal Trade Commission (FTC) de Estados Unidos ponen especial cuidado en los procesos de fusión cuando los mercados tienen un índice HHI superior a 1.000, pues podría tratarse de mercados muy concentrados y, por lo tanto, no muy competitivos. En el Istmo Centroamericano todos los índices calculados de HHI son superiores a ese valor. Asimismo, de acuerdo con publicaciones especializadas de Estados Unidos,⁵⁰ al tomar en cuenta las participaciones de las empresas en los segmentos en estudio, en el mercado de hidrocarburos líquidos de Nicaragua y Panamá se tendría una situación de firma dominante, mientras que en Guatemala, El Salvador y Honduras se daría una estructura de oligopolio fuerte. El caso de Costa Rica corresponde a una situación monopolista. Ahora bien, en el mercado de GLP se daría la vertiente de firma en cuatro países, oligopolio (duopolio) fuerte en Panamá y monopolio en Costa Rica.

2. Almacenamiento

La participación de las empresas en el segmento del almacenamiento es en buena medida un reflejo de la situación en los segmentos de importación/refinación, ya que en todos los países, con excepción de Costa Rica, sobresale la alta participación de las multinacionales. En el ámbito regional, estas empresas tuvieron participación mayoritaria en el almacenamiento de crudos, búnker, keroJet y diesel, mientras que en gasolinas mantienen una posición importante (véase el cuadro 30) durante 2004. Por el contrario, en GLP han pasado a ser minoritarios.

⁵⁰ Véanse The National Regulatory Research Institute (1996) y William G. Shepherd (1997). En estas publicaciones se define el oligopolio fuerte como aquella situación en la que existen cuatro firmas principales que, en conjunto, poseen entre 60% y 100% del mercado; en la situación de firma dominante una firma tiene entre 50% o más del mercado, sin rival cercano.

Cuadro 30

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN REGIONAL DE LAS EMPRESAS EN EL ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS, 2004

	Total	GLP	Gasolinas	KeroJet	Diesel	Búnker	Petróleo crudo
Istmo	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	54,4	11,9	47,8	65,3	51,1	61,8	74,6
Esso	19,1	5,2	12,4	21,5	11,0	11,4	63,3
Shell	5,9	1,5	5,7	3,0	6,5	3,5	11,3
Chevron-Texaco	29,3	5,1	29,7	40,8	33,5	46,9	0,0
2. Nacionales	45,6	88,1	52,2	34,7	48,9	38,2	25,4
a) Grandes	44,3	88,0	50,1	33,8	46,5	38,0	25,4
No diversifi- cadas	38,6	88,0	50,1	33,8	39,9	20,7	25,4
Diversificadas	5,7				6,6	17,3	
b) Pequeñas	1,3	0,1	2,1	0,9	2,4	0,2	

Fuente: CEPAL, elaboración propia.

Nota: Las instalaciones de Otsa en Guatemala se consideran 50% para Shell y 50% para Texaco.

A nivel nacional, en Costa Rica todo el almacenamiento está en poder de la empresa Recope. En GLP las empresas distribuidoras tienen alguna capacidad de almacenamiento para atender sus labores de envasados y distribución (véase el cuadro 31). En El Salvador, la Esso cuenta con la mayor capacidad de almacenamiento, con presencia significativa en gasolinas, KeroJet y búnker; junto con las otras empresas multinacionales dominan la capacidad de los dos primeros productos. En diesel y búnker las empresas nacionales han desplazado, por un pequeño margen, a las multinacionales.

En Guatemala, las multinacionales participan con 33,9% y la mayor porción de la capacidad nacional corresponde a Chevron-Texaco (14%). Por productos, estas empresas son mayoritarias sólo en KeroJet (73%). En GLP las multinacionales se han retirado, dejando todo el almacenamiento en poder de los dos grupos corporativos de los hermanos Zaragoza. En cuanto al búnker, participan principalmente las empresas nacionales.

Por su parte, en Honduras, la empresa Chevron-Texaco es la única multinacional que posee almacenamiento, casi la mitad de la capacidad instalada nacional, pero con presencia mayoritaria únicamente en búnker y participación significativa en los otros productos. Las empresas nacionales son mayoritarias en GLP, gasolinas, diesel y kerojet. En Nicaragua, la empresa Esso, dueña de la refinería, posee 88,3% de la capacidad nacional, con una participación igual o superior a 47,6% en los tanques de almacenamiento para todos los derivados. Además, la empresa Petronic cuenta con una capacidad de almacenamiento del 35,9% para diesel, y de 22,6% para gasolinas. En Panamá, casi la totalidad de la capacidad de almacenamiento para derivados líquidos destinados al mercado nacional pertenece a la empresa Chevron-Texaco. Una

parte muy pequeña de la capacidad de Petroterminales está destinada al mismo mercado. Por su parte, las empresas nacionales cuentan con la mayoría de la capacidad para GLP.

Cuadro 31

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS EN EL
ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS POR PAÍS, 2004

	Total	GLP a/	Gasolinas	KeroJet	Diesel oil	Búnker	Petróleo crudo
Costa Rica	100	100	100	100	100	100	100
2. Nacionales	100	100	100	100	100	100	100
a) Grandes	100	100	100	100	100	100	100
El Salvador	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	72,1	30,1	87,7	70,0	45,1	49,7	100
Esso	42,8	21,1	39,9	30,0	18,0	34,8	70,0
Shell	18,4	9,0	17,1		7,7	14,9	30,0
Chevron-Texaco	10,9		30,7		19,4		
2. Nacionales	27,9	68,9	12,3		54,9	50,3	
a) Grandes	27,9	68,9	12,3		54,9	50,3	
No diversificadas	10,1	68,9	12,3		14,2		
Diversificadas	17,8				40,7	50,3	
Guatemala	100	100	100	100	100	100	
1. Multinacionales	33,9	0	31,5	73,0	47,5	27,0	
Esso	10,2		8,4	41,9	12,3	11,0	
Shell	9,7		9,3	0	14,9	8,0	
Chevron-Texaco	14,0		13,8	31,1	20,3	8,0	
2. Nacionales	66,1	100	68,5	27,0	52,5	73,0	
a) Grandes	64,3	99,7	67,0	22,5	49,5	72,6	
No diversificadas	57,5	99,7	67,0	22,5	49,2	36,6	
Diversificadas	6,8				0,3	36,0	
b) Pequeñas	1,8	0,3	1,5	4,5	3,0	0,6	
Honduras	100	100	100	100	100	100	
1. Multinacionales	49,4	18,9	35,6	41,8	47,2	65,6	
Chevron-Texaco	49,4	18,9	35,6	41,8	47,2	65,6	
2. Nacionales	50,6	81,1	64,4	58,2	52,8	34,4	
a) Grandes	50,6	81,1	64,4	58,2	52,8	34,4	
No diversificadas	44,0	81,1	64,4	58,2	52,8	15,6	
Diversificadas	6,6					18,8	
Nicaragua	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	88,3	47,6	77,4	100	64,1	87,3	100
Esso	88,3	47,6	77,4	100	64,1	87,3	100
2. Nacionales	11,7	52,4	22,6		35,9	12,7	
a) Grandes	11,7	52,4	22,6		35,9	12,7	
No diversificadas	11,7	52,4	22,6		35,9	12,7	
Panamá	100	100	100	100	100	100	
1. Multinacionales	98,9	47,9	100	100	100	100	
Chevron-Texaco	98,9	47,9	100	100	100	100	
2. Nacionales	1,1	52,1					
a) Grandes	1,1	52,1					
No diversificadas	1,1	52,1					
Diversificadas							

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

a/ En el caso del GLP, en la clasificación de nacionales se incluyen también las empresas regionales.

b/ Petroterminales tiene una cierta capacidad de su base de almacenamiento localizada en una ZLP para la importación de búnker destinado a la producción de electricidad.

Durante el período 1998-2004 se aprecia una disminución notoria en los índices de concentración en el segmento del almacenamiento en Guatemala, pequeña en El Salvador y Honduras, y prácticamente constante en los otros tres países (véase el cuadro 32). En promedio, en la región las multinacionales registran una disminución de 13,2% de su participación porcentual, reducción que puede apreciarse en el almacenamiento tanto de productos derivados como de crudos, más notoria en el caso del GLP (16%) y menor en el crudo (5,6%). El corporativo Chevron-Texaco muestra el mayor retroceso (10,6%), seguido por Esso (1,5%) y Shell (1,2%).

Cuadro 32

ISTMO CENTROAMERICANO: ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN
ALMACENAMIENTO POR PAÍS. COMPARACIÓN 1998-2004

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
	1998						
CR3	76,4	100	75,9	78,1	99,6	99,9	100
HHI	2 298	10 000	2 770	2 885	4 776	6 465,3	9 802
	2004						
CR3	62,8	100	72,1	47,6	91,3	99,8	100
HHI	1 577	10 000	2 500	1 257	4 200	7 907	9 778

Fuente: Elaboración propia.

Por consiguiente, las empresas nacionales amplían su participación en el almacenamiento, más evidente en las empresas grandes y no diversificadas, con un incremento de 11,8%, hasta llegar a poseer 38,6% del almacenamiento.

Como resultado, la estructura del almacenamiento de derivados líquidos corresponde a un monopolio en Costa Rica. En Nicaragua y Panamá tienen una situación de firma dominante, mientras que los otros países cuentan con fuertes oligopolios en este segmento. Guatemala es el país con menor índice de concentración. En el caso del GLP, existe un monopolio en Costa Rica, una firma dominante en El Salvador y Guatemala y oligopolios en Honduras y Panamá.

3. Transporte

Se aprecia una alta disgregación en las actividades de transporte por camión cisterna, donde, además de las multinacionales, muchas empresas poseen flotillas. No se contó con estadísticas para todos los países; sin embargo, el consenso de las direcciones generales de hidrocarburos o equivalentes es que, en general, existe una sobreoferta de dichos servicios.

En Honduras se reportaron 318 unidades, con una capacidad total de transporte de 2.358 MBI. Chevron-Texaco posee 97 unidades que le permiten la movilización de 32% de la carga terrestre, seguida por las siguientes empresas: Esso (52 unidades, 15% de la carga); Dipsa (44 unidades, 14% de la carga); Shell (42 unidades, 13% de la carga); Lufussa (21% y 7%) y otros

(Atrapeno, Puma y transportes Guillén) con el resto.⁵¹ En Nicaragua, la DGH ha concedido licencia para transporte de derivados líquidos a 52 camiones, cisterna y 192 unidades compuestas de cabezal y cisterna. Por su parte, en Panamá existen 150 empresas de transporte, actualmente en proceso de registro en la DGH, con base en el reglamento respectivo. Esso y Shell cuentan con flota propia, mientras que la Chevron-Texaco vendió todos sus medios de transporte.

4. Distribución minorista de derivados líquidos

A fines de 2004 los seis países del Istmo Centroamericano contaban con 2.836 estaciones de servicio. El mayor número correspondía a Guatemala (1.010), y el menor a Nicaragua (249) (véase el cuadro 33). Las multinacionales Esso, Shell y Chevron-Texaco poseían (directamente o en sociedad con terceros) 1.450 estaciones instaladas en toda la región (51%); la participación de dichas empresas en las ventas todavía es mayor, puesto que en general sus gasolineras son más grandes y están mejor ubicadas.⁵²

Si se descuenta la mayoría de las denominadas empresas diversificadas y los grandes consumidores, las empresas restantes dedicadas a la importación de hidrocarburos participan también en la distribución minorista. A continuación se presenta un resumen de los principales aspectos de la logística de la distribución.

En Costa Rica, 84,9% corresponde a las estaciones independientes (en general, una estación por propietario), vinculadas en su mayoría con la Asociación Costarricense de Expendedores de Combustible (ACEC). Por otra parte, la empresa Shell es la que posee el mayor número de estaciones (9,8%); le siguen la Chevron-Texaco con 4,7% y Elf con 1,6%. Como se aprecia, la propiedad está muy desconcentrada. La Recope no participa en este segmento de distribución minorista. Comparado con la situación registrada en 1998, se observa un avance de las estaciones nacionales.

Por su parte, en El Salvador había 376 estaciones al finalizar el año 2004, que por la bandera registraban la siguiente participación: Shell con 30%, Chevron-Texaco con 24,5%, Esso con 19,9%, banderas blanca con 17,7% y Puma con 7,4%. Ello representa un cambio importante respecto de la situación en 1998, cuando las tres multinacionales tenían el total de la distribución minorista. En el caso de las multinacionales, cabe señalar que éstas operan muy pocas estaciones directamente, ya que en la mayoría de los casos las arriendan a terceros, bajo dos modalidades de asociación, ambas con contrato de adhesión y exclusividad de largo plazo: a) el propietario independiente arrienda a la petrolera, y ésta a su vez hace un contrato de subarriendo con el propietario —figura jurídica curiosa, pues el propietario se convierte en arrendatario de su propia estación— y b) la empresa petrolera arrienda sus propias estaciones con un contrato de exclusividad de 5 a 15 años.

⁵¹ Las empresas multinacionales no son propietarias de las unidades de transporte, ya que sólo nacionales pueden serlo. Las unidades de estas empresas corresponden a propietarios nacionales con contratos de exclusividad para el servicio de transporte.

⁵² Existen indicios de que algunas de las nuevas estaciones de bandera blanca poseen contratos o arreglos de suministro con dichas empresas. Adoptarían la bandera de la multinacional respectiva hasta superar umbrales específicos de ventas.

Cuadro 33

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTACIONES DE SERVICIO POR EMPRESAS EN 2004

	Total		Costa Rica	El Salvador	Guatemala a	Honduras	Nicaragua	Panamá
	Cantidad	%						
Total	2 836	100,0	326	376	1 010	382	249	493
Esso	356	12,6		75	120	67	47	47
Shell	566	20,0	32	113	212	71	63	75
Chevron- Texaco	528	18,6	12	92	172	99	51	102
ACEC	160	5,6	160					
Delta	136	4,8						136
Dippsa	101	3,6				101		
Pet. Nac.	76	2,7						76
Petronic	56	2,0					56	
Sol	54	1,9			54			
Puma	35	1,2		28		7		
Quetzal	27	1,0			27			
Copena	12	0,4				12		
La Colina	9	0,3			9			
Amer. Pet.	6	0,2				6		
Pehon	6	0,2				6		
Depesa	5	0,2				5		
Elf	5	0,2	5					
Petrogolf	5	0,2				5		
Panpetrol	4	0,1						4
Supergas	4	0,1			4			
Otros	685	24,2	117	68	412	3	32	53

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial. Los datos del número de estaciones de servicio están actualizados a 2004.

a/ En Guatemala, las marcas Sol, Quetzal y La Colina corresponden a los importadores Quinta Compañía, Alka Wenker y Liquisa. En Costa Rica, ACEC es la Asociación Costarricense de Expendedores de Combustible.

En Guatemala se observa un cambio drástico en la estructura de distribución minorista. En 1998 las estaciones de bandera blanca apenas totalizaban 45 y representaban solamente 7,1% del total de planteles. En 2004, dichas estaciones, así como las nuevas marcas, totalizan 506; es decir, 50% de las gasolineras del país. Destacan las marcas Sol con 5,3% y Quetzal con 2,7%. Las multinacionales participan en las siguientes proporciones: Shell con 21%, Chevron-Texaco con 17% y Esso con 11,9%. Es importante mencionar que las empresas multinacionales tienen una cantidad reducida de estaciones propias, aunque también existen estaciones independientes con contratos de suministros y franquicia, bajo el emblema de dichas empresas. No obstante, aun estas estaciones de emblema compran gasolina y diesel a distribuidores independientes.

Por la bandera de las estaciones de servicio, en Honduras se registra la siguiente participación de las empresas petroleras: Dippsa con 26,4%, Chevron-Texaco con 24,5%, Shell con 18,6%, Esso con 17,5% y otros con 11,6%. Dippsa es de capital nacional, y pertenece al grupo propietario también de Petrotela y Petrosur. Es evidente que los mayores distribuidores son también los propietarios de la capacidad de almacenamiento (Chevron-Texaco y Dippsa), y 74,4% de las estaciones está bajo el control de las compañías petroleras,⁵³ la mayoría de ellas arrendadas. Las grandes petroleras sólo administran directamente un reducido número de estaciones clave, caracterizadas por un alto volumen de ventas, y utilizadas también para fines demostrativos. La constitución prohíbe la inversión extranjera en venta al detalle, por lo que las multinacionales deben apelar a terceros. Ésta es la razón por la cual Dippsa es la empresa más activa en operación directa de estaciones. Esto limita el ingreso de nuevas empresas extranjeras en este segmento.

Las estaciones de servicio en Nicaragua tienen distribución exclusiva, aunque no necesariamente son propiedad de las empresas petroleras. Chevron-Texaco tiene 28,9% de las estaciones, Shell 25,3%, Petronic 22,5%, y Esso 20,5%. El 12,8% restante corresponde a estaciones independientes. Lo anterior representa cambios pequeños, pero significativos con respecto a la situación registrada en 1998. En ese año Petronic estaba en cuarta posición y las estaciones independientes apenas representaban 3,6% del mercado. Esta empresa tiene estaciones pequeñas en lugares lejanos, lo que explica su baja relación de participación del mercado con respecto al número de estaciones. Su contrato de arrendamiento de activos con Glencore, por 10 años, obliga a esta última a remodelar estaciones, construir otras e incorporar nueva tecnología. Los resultados han mostrado un avance importante de esta empresa.

En Panamá operan principalmente seis empresas distribuidoras: Chevron-Texaco, Esso, Shell, Petrolera Nacional, Delta y PanPetrol. Por el número de estaciones, la participación de las principales petroleras es la siguiente: Delta con 27,6%, Chevron-Texaco con 20,7%, Petrolera Nacional con 15,4%, Shell con 15,2% y Esso con 9,5%. Las estaciones independientes representaron 11,6%. Estas últimas marcan la diferencia con la situación registrada en 1998.

En la participación por empresas en las ventas al detalle a los consumidores finales de combustibles líquidos, en 2004 se registra una situación marcadamente oligopolista fuerte en varios países, aunque es posible distinguir tres casos (véase el cuadro 34).

a) En Guatemala y Panamá se presentan los mercados más desconcentrados, con índices CR3 de 64,8% y 63,6%, e índices HHI de 1.685 y 1.786 puntos, respectivamente.

b) En Honduras, El Salvador y Nicaragua se registran mayores concentraciones, con índices CR3 de 71,3%, 72,4% y 76,7%, respectivamente.

c) El caso de Costa Rica debe analizarse cuidadosamente. En este país existe el mayor número de propietarios independientes de estaciones de servicio. Sin embargo, en el cálculo de los índices de concentración se ha agrupado como un solo agente a la ACEC. No

⁵³ La propiedad es en sociedad con un tercero, ante la limitación constitucional que prohíbe la inversión extranjera en la venta al detalle.

obstante, al ser un mercado totalmente regulado, el significado de esos índices es de menor relevancia.

Cuadro 34

ISTMO CENTROAMERICANO: EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE DIESEL Y GASOLINAS, 2004

(Porcentajes)

País	Participación en ventas al detalle					Índices de concentración	
	Multinacionales			Nacionales		CR3	HHI
	Esso	Shell	Chevron Texacc	Principal	Otras		
Costa Rica	0,0	12,9	5,6	46,3	35,1	64,8	2 352
El Salvador	23,3	24,2	24,9	9,5	18,1	72,4	2 168
Guatemala	15,4	27,3	22,1	4,5	30,7	64,8	1 685
Honduras	20,2	21,4	29,8	20,0	8,7	71,3	2 163
Nicaragua	29,4	24,3	23,0	10,5	12,8	76,7	2 257
Panamá	15,2	18,6	20,4	24,6	21,2	63,6	1 786

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Al comparar los índices de concentración en las tres etapas de la cadena de suministro de combustibles líquidos analizados, solamente en Guatemala muestran concordancia (menores valores). En los demás países los índices son más altos en las etapas superiores de la cadena.

5. Distribución minorista de GLP

Con respecto al GLP, no se obtuvieron cifras referentes a la participación de cada empresa en las ventas al detalle. Sin embargo, se debe considerar que en la distribución minorista de este combustible, en todos los países, con excepción de Guatemala, se respeta el derecho de marca. En Nicaragua hay similitud en las válvulas de todos los distribuidores que surten el mercado residencial en cilindros, y existe la posibilidad de intercambio. Estos factores restringen en gran medida la competencia de este combustible en el mercado. Además, casi en todos los países se presenta un problema de obsolescencia de los cilindros.

B. NUEVOS AGENTES EN LA INDUSTRIA

Un elemento destacado en el análisis de la estructura de una industria es la entrada de nuevos agentes, lo cual sugiere una primera idea sobre la facilidad con que otras empresas pueden instalarse en el mercado. Como se ha podido comprobar en los estudios anteriores, el

almacenamiento es un eslabón clave en la cadena de suministro de hidrocarburos a cada uno de los países. En los últimos nueve años, en derivados líquidos ha sido relevante la entrada de ocho nuevas empresas en Guatemala, dos de las cuales corresponden a empresas generadoras de electricidad (Genor y Duke Energy), y dos en El Salvador, con terminales de almacenamiento (véase el cuadro 35). Por su tamaño, sobresalen las instalaciones de Copensa (260.000 bl), en Puerto Quetzal, para gasolinas, diesel y búnker, y Puma (110.000 bl), para diesel, en Acajutla.⁵⁴ Para GLP se incorporaron dos empresas en Guatemala y una en El Salvador.

Además de estas empresas que construyeron nuevas bases de almacenamiento, deben añadirse tanto las empresas que arriendan capacidad de almacenamiento a otros agentes, como los grandes clientes industriales (importadores directos), de forma que el total de empresas nuevas que han ingresado en la industria petrolera del Istmo Centroamericano se elevó a 41 durante el período 1996-2004 (véase el cuadro 36). De ellas, 30 corresponden a hidrocarburos líquidos y el resto a GLP. Sobresalen los casos de Guatemala, con 15 nuevos agentes importadores de derivados líquidos y seis de GLP; Nicaragua con cinco de derivados líquidos y uno de GLP, y El Salvador, con cuatro de derivados líquidos y dos de GLP. En Honduras, el generador eléctrico Lufusa alquila capacidad de almacenamiento a Petrosur. En general, estos agentes corresponden a: a) empresas petroleras multinacionales que han aprovechado nuevas oportunidades de negocios; b) productores independientes de electricidad que, apalancados con sus consumos de combustible para la generación de electricidad, se han diversificado en la distribución mayorista, y c) otras empresas, en particular las nacionales.

C. GRADO DE INTEGRACIÓN VERTICAL

Ante la dificultad de contar con un índice que mida el grado de integración vertical de las distintas empresas en la cadena de abastecimiento de derivados líquidos,⁵⁵ y considerando las características de dicha cadena en la región, se ha calculado el porcentaje de la importación/refinación de cada empresa que vende bajo su propio emblema. Para este fin, se han hecho algunas aproximaciones, con objeto de dividir las ventas totales de cada empresa entre las ventas efectuadas bajo su emblema, tanto en estaciones de servicio como a clientes mayoristas, y ventas a otras distribuidoras, que supuestamente sólo realizan ventas detallistas. La entrada de un gran número de nuevos actores en la región complica las estimaciones anteriores por las interrelaciones comerciales.

Con la información disponible, un cálculo aproximado al grado de integración vertical en los países daría los siguientes resultados:

⁵⁴ Estas capacidades están referidas al año de inicio de operaciones. Algunas instalaciones han aumentado su capacidad.

⁵⁵ En la literatura económica se pueden encontrar algunos índices que miden la integración vertical, pero todos tienen dificultades específicas para su aplicación. Sobre este tema, véase Morvan, Yves (1991) y William Shepherd (1997), *op. cit.*

Cuadro 35

ISTMO CENTROAMERICANO: AGENTES CON NUEVAS TERMINALES DE IMPORTACIÓN a/

Período	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1996-1999						
Líquidos		Puma (Puerto Acajutla)	Copensa (Puerto Quetzal)			
GLP		Tropigas (Opico y Puerto La Unión)	Gas Istmo (Melchor de M. y Pedro de A.)			Petroport (Isla Telfer, Colón)
2000-2004						
Líquidos		El Paso (Puerto Acajutla)	Ggg (Escuintla)			PIMPISA (Zona del Canal, lado Pacífico)
			Otsa (Puerto San José)			
			Genor (Puerto Santo Tomás)			
			Marimba (Puerto Santo Tomás)			
			Tasa (Puerto Barrios)			
			Carpesa (Puerto San José)			
			Duke Energy (Puerto Quetzal)			
GLP			Zeta Gas (Puerto Quetzal)			

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

a/ Únicamente aparecen aquellas empresas que realizaron importaciones para los mercados locales. No aparecen los agentes que operan en las zonas francas de Panamá.

Cuadro 36

ISTMO CENTROAMERICANO: ENTRADA DE NUEVOS AGENTES EN LA IMPORTACIÓN a/

Período	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1996-1999						
Líquidos		Puma	Alka Wenker Cemasa Darsa Ingenios Centro Químico Copena Genor Maranatha	Emce Lufusa	Shell	
GLP		Diana Coinver	Gas Z Gas Istmo Lancasco	Elfgas Dippsa	Zeta Gas	Petroport
2000-2004						
Líquidos		El Paso Duke Distrib. Salvad. de Petróleo a/	Ggg Otsa Marimba Tasa Carpesa Brenntag a/ b/ Duke Energy a/ b/	Puma	Emp. Elec. de Corinto Pto. Cabezas Power Astaldi Meco Sta. Fe	Esso Shell PIMPSA
GLP			Zeta gas Gas San Jorge Extragas a/ b/			

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

a/ Únicamente aparecen aquellas empresas que realizaron importaciones para los mercados locales. No aparecen los agentes que operan en las zonas francas de Panamá.

b/ Empresas que iniciaron operaciones de importación en 2004.

En El Salvador, las ventas directas de Chevron-Texaco corresponderían a sus importaciones más una fracción de productos que estaría comprando a la refinería. Por otra parte, Esso vendería directamente bajo su emblema alrededor de 66% de lo que importa y produce, de forma que el excedente lo vende a otras empresas petroleras, y la Shell vendería la totalidad de su producción e importaciones.

En Guatemala, la empresa OTSA, propiedad de Shell y Chevron-Texaco, importa para sus socios. La primera vendería bajo su bandera casi la totalidad de las compras a OTSA, y marginalmente a terceros. La empresa Chevron-Texaco complementa sus compras a OTSA con importaciones directas, y vendería la totalidad con su bandera. La empresa Esso importa

directamente la totalidad de sus ventas con su bandera, y vendería marginalmente a terceros. Copensa importa tanto para sus ventas directas (21%) como para terceros.

En Honduras, las empresas Chevron-Texaco, Shell, Esso y PetroTela venderían bajo su bandera casi la totalidad de lo que importan, con expendios marginales a terceros, así como intercambios entre ellas.

En Nicaragua, las empresas Esso y Petronic registran una integración vertical total. La primera, dueña de la refinería, cubre la totalidad de sus ventas bajo su emblema y suministra a otras distribuidoras aproximadamente 40% de su oferta total, conformada por producción en refinería e importación. Petronic importaría la totalidad de sus ventas directas. Las firmas restantes, Shell y Chevron-Texaco, no importan directamente; compran el total de sus ventas a la refinería.

En Panamá, la empresa Chevron-Texaco, integrada en su totalidad verticalmente, vende bajo su emblema alrededor de 18% del total de sus importaciones. Las otras dos empresas, Esso y Shell, compran a Chevron-Texaco más de 50% de sus ventas nacionales a fin de complementar sus importaciones directas.

Estos datos, aunque aproximados, dan una idea del alto grado de integración vertical que tienen las empresas petroleras que operan en el Istmo Centroamericano.⁵⁶

D. BARRERAS A LA ENTRADA

El análisis de la estructura de la industria petrolera en la región se complementa con la identificación de las barreras a la entrada, es decir, los obstáculos que erigen las firmas instaladas en el mercado con objeto de protegerse contra la posible entrada de otras empresas. En este sentido, se distinguen tres tipos de dificultades: disposiciones legales, estructura de costos y estrategias desarrolladas por las firmas existentes (Bain, 1999). Sobre esa base se analizan las barreras, primero en los mercados nacionales, y luego en el mercado regional.

1. Mercados nacionales

En cada país existe una serie de barreras a la entrada, las cuales se presentan a continuación (véase el cuadro 37).

⁵⁶ La integración vertical de una firma presenta ventajas y desventajas. De acuerdo con los conceptos de la economía industrial, el beneficio más común de una integración vertical es que produce la organización más eficiente de una firma. Los principales determinantes de una estrategia de integración vertical para una firma serían: obtención de economías de diversos tipos (economías tecnológicas, economías de costos de transacción, reducción de las asimetrías de información y de la incertidumbre) y búsqueda de rentas monopólicas. Las desventajas de una estrategia de integración vertical son también diversas: necesidad de invertir en actividades a menudo poco rentables, menor flexibilidad de evolución e innovación, gastos imprevistos de gestión suplementaria, y disminución de la atención sobre los costos de producción, entre otros.

a) Disposiciones legales

i) Concesión legal monopolista. Como se mencionó con anterioridad, esta situación se presenta en Costa Rica, donde la constitución del país otorga al Estado la concesión monopolista de la importación, refinación y distribución mayorista de los combustibles, delegada a la empresa Recope. Por lo tanto, no existe posibilidad alguna para que otra empresa se introduzca en los segmentos antes definidos.

Cuadro 37

ISTMO CENTROAMERICANO: BARRERAS A LA ENTRADA EN LOS
MERCADOS NACIONALES DE HIDROCARBUROS

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Importación/ refinación	Monopolio legal					
Almacenamiento	Monopolio legal			Alta capacidad excedentaria en terminales	Escasez de terrenos para nuevas terminales	
Transporte	Propiedad del poliducto			Restricciones para empresas extranjeras	Propiedad del oleoducto	
Distribución al mayorista	Monopolio legal					
Distribución al minorista	Segmentación del mercado GLP	Distancias mínimas para estaciones de servicio a/ Segmentación del mercado GLP Estaciones de servicio de lujo Escasez de terrenos para estaciones de servicio en la capital	Estaciones de servicio de lujo	Distancias mínimas para estaciones de servicio Proceso de solicitud de licencias Restricciones para empresas extranjeras Segmentación del mercado GLP	Estaciones de lujo	Segmentación del mercado GLP
Estructura de la industria	Integración vertical de la empresa estatal Falta de acceso a terceros en instalaciones	Integración vertical de las multinacionales. Falta de acceso a terceros en instalaciones	Integración vertical de las multinacionales Falta de acceso a terceros en instalaciones	Integración vertical de las multinacionales Falta de acceso a terceros en instalaciones	Integración vertical de las multinacionales Poder de mercado de la firma dominante	

Fuente: CEPAL, elaboración propia.

a/ Quedó eliminada a partir del 1 de enero de 2006.

ii) Regulaciones para el establecimiento de estaciones de servicio. En el caso de Honduras existe una regulación que establece distancias mínimas entre las estaciones de servicio. Esta restricción reduce el número potencial de nuevas estaciones y hace que el precio no sea tan relevante para la competencia a nivel minorista. Limitaciones de este tipo deberían justificarse más por regulaciones urbanísticas, como localización de escuelas, hospitales, lugares públicos, entre otras. En el caso de El Salvador existe dicha restricción; pero fue eliminada a partir del 1 de enero del 2006, como ya se indicó.

En el pasado, en El Salvador el proceso para la obtención de los permisos era muy lento, pero esta situación fue superada desde hace un par de años. En el mercado minorista de Honduras, los procedimientos para obtener una nueva licencia son discrecionales, poco transparentes, lentos y sujetos a la aprobación corporativa de una comisión integrada por los agentes presentes en el mercado. Sumado a lo anterior, en Honduras la constitución prohíbe la inversión extranjera en venta al detalle, por lo cual las multinacionales deben apelar a terceros para cubrir las estaciones de servicio. Es evidente que ello constituye una limitación para la entrada de nuevas empresas extranjeras en este segmento. La restricción anterior también se aplica para el segmento de transporte.

iii) Ausencia en las leyes del acceso a las instalaciones por parte de terceros. En todos los países de la región, con excepción de Panamá y Nicaragua, las leyes vigentes no establecen la obligación de acceso a las instalaciones de almacenamiento o ducto por parte de terceros para los mercados locales. Una norma de este tipo facilitaría el ingreso de nuevos agentes al mercado, incrementando el nivel de competencia en los otros países. Sin embargo, a pesar de que existe la posibilidad de acceso abierto en Nicaragua, hasta la fecha no ha habido solicitud alguna al respecto. En Honduras, a pesar de no existir una ley de acceso a terceros, ante la alta capacidad excedente en terminales de importación, los propietarios han alquilado voluntariamente sus instalaciones a terceros.

iv) Segmentación del mercado del GLP. En los países de la región, con excepción de Guatemala y Nicaragua, en el mercado de GLP hay respeto de marca y similitud en las válvulas, pero no intercambio de los cilindros. Esto restringe la competencia a causa de la fragmentación del mercado.

b) Estructura de costos

i) Propiedad de terminales de almacenamiento para importación. El almacenamiento en puertos constituye, en algunos países, la barrera más importante para el ingreso de nuevos importadores y comercializadores, principalmente en dos casos: 1) escasez de terrenos en las instalaciones portuarias para nuevas terminales (Nicaragua), y 2) alta capacidad excedentaria de almacenamiento (Honduras).

ii) Escasez de terrenos en una zona determinada para nuevas estaciones de servicio. La carencia de espacios se presenta en la zona metropolitana de San Salvador, donde no existe gran disponibilidad de terrenos para nuevas estaciones. Ello eleva el costo de las áreas libres.

iii) Propiedad de ductos. En Nicaragua, la empresa dueña de la refinería posee también el sistema por oleoducto para transportar crudo a sus instalaciones en la capital, lo que le permite disponer de derivados en ese importante centro de consumo, a costos menores que sus competidores. Estos deben trasladar sus productos por camión, desde terminales portuarias situadas a mayor distancia de la capital, lo que implica mayores costos. En Costa Rica, la empresa pública petrolera es dueña de un poliducto que permite transportar los derivados desde la refinería —en la costa— hasta los centros de consumo; ello le da una ventaja de costos importante ante potenciales importadores de derivados (si se llegara a abrir el mercado). Sin embargo, ambos casos son diferentes, en el sentido de que en Nicaragua el oleoducto forma parte de las operaciones de la refinería, mientras que el poliducto de Costa Rica está en el segmento del transporte de derivados.

c) **Estrategia de las firmas existentes**

i) Integración vertical de las principales empresas. Las tres grandes empresas multinacionales presentan diferentes grados de integración vertical; en algunos casos es total (importación, refinación, distribución mayorista y distribución minorista), mientras que en otros sólo se registra en algunos segmentos. Estas estructuras verticales, aunadas a altos niveles de concentración en algunos ámbitos, harían posible que dichas empresas gozaran de un cierto “poder vertical”, el cual se traduce en la oportunidad de establecer estrategias dominantes. Un ejemplo es el fuerte control ejercido por las grandes empresas distribuidoras mayoristas a las estaciones de servicio, pues en general no venden fuera de su bandera. Por ello, las estaciones independientes son de escasa significación, excepto en Guatemala y El Salvador. En el primer país, la ley de comercialización impuso la separación de la importación, refinación, almacenamiento, transporte y estaciones de servicio, mientras que en el segundo, el Ministerio de Economía favoreció los procedimientos para la aprobación de este tipo de estaciones.

ii) Inversiones en estaciones de servicio lujosas. En la mayoría de los países se detecta una estrategia común de las empresas petroleras multinacionales, relacionada con fuertes inversiones en estaciones grandes y lujosas, tiendas al menudeo y otros servicios de valor agregado. El alto costo de estas estaciones —estimadas algunas en un millón de dólares— puede ser una limitación para la entrada de operadores independientes. Por otra parte, el lujo de dichas estaciones contrasta con el nivel de desarrollo de los países de la región; es difícil encontrar estaciones similares en Europa, o incluso en la mayoría de las ciudades de Estados Unidos. Además de responder a una estrategia de mercadeo de las multinacionales, estas inversiones también constituyen grandes barreras para la entrada en el mercado minorista, ya que una empresa que deseara ingresar tendría que hacer fuertes inversiones para poder competir.

iii) Presión sobre los poderes políticos. En el pasado, algunas empresas petroleras habían realizado gestiones importantes ante las autoridades a fin de conseguir regulaciones que les fueran favorables, pero con los procesos de liberalización del subsector hidrocarburos en algunos países estas presiones han disminuido.

2. Mercado regional

En el mercado regional existen barreras específicas, pero también hay otras que se derivan de los mercados nacionales, todas de tipo legal.

a) Existencia de aranceles diferentes en los países

Los aranceles para la importación no son los mismos en todos los países de la región. Esta diferencia acarrea desventajas económicas a los agentes localizados en países con altos aranceles.

b) Ventajas legales de algunos agentes en los mercados nacionales

Las protecciones legales del monopolio también constituyen en Costa Rica barreras al comercio regional, ya que por el principio de reciprocidad no se permitiría a otra empresa operar en dicho país.

IV. ESTRATEGIAS Y RESULTADOS

De acuerdo con la secuencia de la metodología utilizada, las estructuras de una industria permiten la implementación de ciertas estrategias (maximización de las ganancias, por mencionar sólo una) por parte de las firmas con el fin de mejorar sus resultados. Una vez analizadas las condiciones de base y las estructuras de la industria petrolera en el Istmo Centroamericano, en este capítulo se abordan las estrategias identificadas de las empresas petroleras, así como los resultados alcanzados.

A. ESTRATEGIAS

La estrategia de una firma se puede definir como el conjunto de medios comprometidos para desarrollar ventajas competitivas en el mercado con objeto de mejorar su rentabilidad. Por diversas razones, las firmas priorizan las estrategias de precios y costos. La primera se aplica en aquellos países centroamericanos con mercados de hidrocarburos liberados. En el caso de países con mercados regulados, las firmas han buscado otras estrategias para mejorar su posicionamiento competitivo. A continuación se analiza, en primer lugar, el tema de los precios de los derivados del petróleo, incluyendo tanto los factores exógenos (fórmulas para los países con regulación, impuestos y subsidios) como sus niveles y estructuras, y posteriormente otras estrategias empresariales que pudieron ser identificadas.

1. Precios de los derivados ⁵⁷

Durante el año 2004 y los primeros cuatro meses de 2005, sólo en tres países del Istmo Centroamericano se regulaban los precios de los combustibles, mientras que en los otros existían mercados liberados. En Costa Rica y Honduras la regulación abarcaba los precios hasta el consumidor final, en tanto que en Panamá comprendía únicamente los precios de facturación a las compañías distribuidoras. Como ya se mencionó, en abril de 2005, el Gobierno de Panamá aprobó el Decreto N° 5, en el cual, entre otros puntos, se establece que la Dirección General de Hidrocarburos del MICI determinará el Precio de Paridad de Importación de los productos derivados del petróleo, los cuales serán precios sugeridos ex terminal. De esta forma, a partir de abril de 2005 existen cuatro mercados liberados de derivados del petróleo en Centroamérica.

a) **La formación de los precios internos de los derivados en países con regulación**

En Costa Rica, como se señaló antes, la empresa estatal Recope tiene el monopolio del abastecimiento de combustibles hasta la venta en plantel, en tanto que el transporte desde este punto hasta la estación de servicio y la distribución al detalle están a cargo del sector privado. El

⁵⁷ La información de este capítulo abarca hasta el primer semestre del 2005.

ente regulador (Aresep) establece el margen de las estaciones de servicio mediante un sistema que simula para una estación de servicio típica en forma detallada los costos involucrados y la tasa de rentabilidad adecuada para este segmento de negocio, y que toma en cuenta el riesgo país. Este modelo de simulación genera como resultado un margen igual para los distintos combustibles de uso automotriz, en contraste con la práctica generalizada en la industria petrolera, de menores márgenes en el caso del diesel, acorde con menores costos de inversión y operación involucrados para la prestación del servicio.

En el caso de la empresa estatal, la Aresep revisa los precios en forma ordinaria una vez al año, con base en los costos de importación y gastos de operación estimados para el siguiente período, de forma tal que los flujos de caja permitan una situación financiera saludable a la empresa estatal, cubriendo también el servicio de la deuda y los montos de inversión programados. Además de la revisión ordinaria, los precios han sido ajustados de manera automática en forma extraordinaria. Para este segundo método, durante muchos años se aplicó una fórmula que tomaba en cuenta las variaciones del precio en dólares de una canasta de combustibles (“coctel”) y el tipo de cambio de la divisa. Si mediante esta fórmula el precio del “coctel” en moneda nacional variaba en 5% o más con respecto al último precio, se realizaba un ajuste uniforme a todos los productos, igual que el observado en la canasta. Así, cuando el mercado estaba al alza se producían temporalmente subsidios cruzados de los productos, con menores variaciones hacia aquellos que presentaban cambios mayores; cuando el mercado está a la baja ocurre el efecto contrario. Con el fin de evitar este problema, en julio de 2005 se modificó el método de ajustes extraordinarios para considerar cambios distintos a cada combustible, según su comportamiento individual en el mercado internacional.

En Honduras, mediante ajustes semanales se regulan los precios hasta el consumidor final de las gasolinas, querosene, diesel y gas licuado expendido en cilindros de 25 libras. En 2005 entró una nueva fórmula sobre la base de los precios Platt’s para la Costa del Golfo de Estados Unidos —ajustados por diferencias de calidad, que en el caso del diesel significa un aumento de 1,5 centavos de dólar por galón—, más un premio de 1,1 centavos de dólar por galón para las gasolinas, y de 0,4 centavos para el diesel y el querosene. Este premio estima el costo por mezclar productos para lograr las especificaciones requeridas, así como un posible sobre costo por compra de pequeñas parcelas. También se considera un margen del importador de 4,5 centavos de dólar por galón (10,7 centavos en el caso del gas licuado), adicional a los márgenes de los distribuidores mayoristas y de las estaciones de servicio. El flete marítimo se determina a través de la tarifa Worldscale, ajustada por las condiciones de mercado para los buques de 30.000 toneladas, considerando que los tanqueros requieren tocar dos puertos en la Costa del Golfo para abastecerse de productos múltiples (como realmente ocurre); además, toma en cuenta dos puertos de recepción en la región centroamericana, bajo el supuesto de que se hacen abastecimientos conjuntos entre empresas de dos países. Las mermas en transporte utilizadas en la fórmula son de 0,5% para las gasolinas y GLP, 0,2% para el búnker y 0,3% para el diesel y el querosene. El costo de almacenamiento en terminal está especificado a razón de 3 centavos de dólar por galón, equivalente a 1,26 dólares por barril, que no se aplica para el gas licuado, ya que este rubro está considerado en el margen del importador.

Antes de abril de 2005, en el mercado panameño se regulaban, para todos los productos, únicamente los precios máximos de facturación de los importadores a las compañías distribuidoras. A partir del cierre de la refinería (2002), se cambió la base de cálculo del sistema

de precios paridad de importación que, entre otras cosas, sustituyó la referencia *posting* Caribe por precios de mercado en la Costa del Golfo, con ajustes por diferencia de calidad en algunos productos. En la gasolina superior, el ajuste por diferencia de octanaje se encontraba desactualizado en aproximadamente un centavo de dólar por galón, ya que el factor de la fórmula fue estimado cuando los niveles de precios internacionales eran mucho menores que los actuales (lo cual producía un aumento en los precios internos de este combustible). En contraste con Honduras, en Panamá no se realizaba un ajuste por calidad en el caso del diesel, bajo el criterio razonable de que la diferencia en el número de cetano se compensa con la correspondiente al contenido de azufre; tampoco se aplicaba cargo para mezcla de productos y parcelas pequeñas. El margen de comercialización era de tres centavos de dólar por galón —cifra 1,5 centavos más baja que en Honduras, donde este rubro se denomina margen del importador—, mientras que el costo de almacenamiento, llamado operación del Terminal, era de la misma magnitud que en el caso hondureño, 1,25 dólares por barril. Por otra parte, el costo de flete de los productos líquidos estaba especificado entre Houston (Estados Unidos) y Cristóbal (Panamá), tomando en cuenta embarques de 30.000 toneladas, un premio de 5% por peso muerto, así como un sobrecosto de 0,60 dólares por tonelada⁵⁸ (excepto para el búnker), considerando la necesidad de atracar en un segundo puerto para cargar el buque con múltiples productos.

b) Impuestos y subsidios

Durante los últimos años se ha simplificado mucho la forma de gravar los combustibles en la región centroamericana, aunque continúan existiendo grandes diferencias entre países en cuanto al monto total de gravámenes que les aplican. En la actualidad, en Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Panamá se grava únicamente con un impuesto específico a cada producto, denominado en dólares o en moneda nacional por unidad de volumen (véase el cuadro 38), mientras que en los otros dos países coexisten varios tipos de impuestos, aunque los específicos son los de mayor relevancia. Así, los gravámenes ad valorem han perdido importancia relativa y se observa una mejor situación para enfrentar la fuerte volatilidad del mercado petrolero internacional. No obstante, durante 2005, en algunos casos se han realizado bajas temporales de las cargas impositivas a los hidrocarburos, como una manera de reducir el impacto que sufren los consumidores por las dramáticas alzas de precios.

A partir de agosto de 2001, Costa Rica cambió en forma radical el sistema impositivo para los derivados del petróleo, que consistía en un conjunto de gravámenes ad valorem. Fue sustituido por un impuesto único para cada tipo de combustible, especificado en colones por litro y ajustado trimestralmente, de acuerdo con la variación en el índice de precios al consumidor.⁵⁹ Aunque esta medida permitió reducir significativamente la volatilidad en la recaudación fiscal y en los precios al consumidor, el nivel de impuestos de Costa Rica se ubica como el segundo más alto de región, sólo superado por Honduras. Sin embargo, es de destacar el bajo gravamen al búnker, que beneficia a la actividad industrial y, en contraste, el elevado impuesto al *jet fuel*.

⁵⁸ El sobrecosto de 0,60 dólares por tonelada equivale aproximadamente a 0,2 centavos por galón. La dramática elevación de los costos de flete marítimo durante los últimos dos años habría requerido un aumento de esta cifra en 0,1 o 0,2 centavos.

⁵⁹ Ley No. 8114, publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 9 de julio de 2001.

Los gravámenes en El Salvador comprenden: i) un arancel para crudo y derivados de 1% sobre el valor cif; ⁶⁰ ii) un impuesto para el mantenimiento de la red vial —Fondo de Conservación Vial (Fovial)—, aplicable sólo a las gasolinas y el diesel, por un monto fijo de 0,20 dólares por galón; ⁶¹ iii) un cargo de 0,159 dólares por galón, únicamente para las gasolinas, destinado al subsidio del gas licuado para consumo doméstico en envases pequeños; iv) un impuesto a la transferencia de bienes muebles y a la prestación de servicios (equivalente al IVA) de 13% sobre el precio final de cada combustible; v) un recargo de 0,0012 dólares por galón por concepto de regulación y control. El segundo y tercer gravámenes fueron establecidos a partir de noviembre de 2001, junto con la liberación del mercado y la desaparición del enorme subsidio (cruzado) al diesel para transporte de pasajeros. Así, el agregado de impuestos y cargos mencionados ubica a El Salvador en el segundo lugar en cuanto a bajos impuestos se refiere (la mejor posición la ocupa Panamá).

Cuadro 38

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPUESTOS A LOS COMBUSTIBLES, 2005 a/

(Dólares por galón)

Aranceles	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
		1%				
Impuestos específicos						
Gasolina superior	1,015	0,359	0,614	1,159	0,698	0,600
Gasolina regular	0,972	0,359	0,601	1,152	0,695	0,600
Diesel	0,573	0,200	0,170	0,611	0,541	0,250
Querosene	0,280		0,065	0,295	0,422	0,130
Gas licuado (GLP)	0,196			0,210		
Búnker (no electric.)	0,100			0,427	0,189	0,150
<i>Jet fuel</i>	0,588		0,065	0,030	0,009	
IVA o equivalente		13%	12% (excepto GLP)		15% (sólo GLP)	
Cargos por regulación		0,001			0,001	

Fuente: CEPAL.

a/ Los impuestos específicos de Guatemala y Panamá corresponden a los que estarán vigentes una vez concluido el período temporal de ajuste de impuestos en el primero y de reducción en el segundo (abril-junio 2005).

En Guatemala, hasta mediados de diciembre de 2004 la carga fiscal había tenido únicamente dos componentes. Por una parte, un impuesto específico a la distribución interna,

⁶⁰ Decreto No. 738 del 21 de junio de 1996.

⁶¹ Decreto Legislativo No. 597, del 31 de octubre de 2001.

denominado en moneda local y sin mecanismo de ajuste automático por inflación —4,70, 4,60, 1,30 y 0,50 quetzales por galón, para la gasolina superior, gasolina regular, diesel y querosene, respectivamente—, cubierta por cada distribuidor en el momento de la entrega a la estación de servicio o al consumidor final. Por otra, un impuesto de 12% sobre el valor agregado (IVA). Sin embargo, fue declarada inconstitucional la aplicación del impuesto a la distribución y sustituida de manera temporal, a partir del 17 de diciembre, por aranceles a la importación (40% para las gasolinas y 15% para el diesel, querosene y *jet fuel*).⁶² Al final de mayo de 2005 se reformó la ley que rige el impuesto a la distribución, restituyendo este impuesto a los niveles antes vigentes y especificando el traslado de una fracción de éstos a las municipalidades y al gobierno central, para el mantenimiento y mejoramiento de los servicios de transporte y la infraestructura vial.⁶³ En el caso del diesel, la reforma establece un programa gradual de ajustes, que inició el 30 de mayo de 2005 con un impuesto muy bajo (0,75 quetzales por galón) y terminó recuperando el nivel de 1,30 quetzales a partir del 28 de noviembre de 2005. En las gasolinas, el cambio de arancel a impuesto a la distribución se estableció en forma instantánea, a partir del 5 de septiembre de 2005. De esta forma, el gravamen total a las gasolinas equivale al promedio del Istmo Centroamericano, en tanto que los correspondientes al diesel y al querosene se ubican como los segundos más bajos de la región. Por su parte, el gas licuado ha estado libre de todo tipo de cargas impositivas.

El sistema tributario de Honduras fue simplificado a partir de mayo de 2004, y se mantuvo un solo impuesto específico para cada combustible, en dólares por galón, llamado Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio.⁶⁴ Ésta fue la etapa final de un proceso de eliminación de los componentes ad valorem, que inicialmente canceló el impuesto a la producción y consumo y, posteriormente, el derecho arancelario a la importación. Aunque el impuesto específico significó una reducción inmediata de poco más de 4% en el monto total de impuestos a las gasolinas y el diesel, también representó aumentos de 8% y 18%, respectivamente, comparado con los impuestos promedio vigentes en 2003. Así, los tributos a los hidrocarburos de este país continúan siendo los más altos de la región (en particular en el caso del búnker para usos que no sean la generación de electricidad), excepto en los casos del querosene y el *jet fuel*.

En Nicaragua, la carga impositiva a los hidrocarburos, refinados internamente o importados, consiste en aplicar únicamente el Impuesto Selectivo de Consumo (ISC) y un pequeño cargo por regulación y fiscalización, denominados ambos en dólares por galón. Sólo el búnker para generación de electricidad y el gas licuado están exentos del ISC, pero deben pagar la tasa de 15% de Impuesto General de Venta (excepto el GLP expendido en envases de 10 y 25 libras, que está libre de todo gravamen). Aunque este sistema ha operado durante muchos años, está sujeto a eventuales cambios en el rubro de impuestos. La última modificación ocurrió el 26 de febrero de 2001, cuando se redujo el ISC de las gasolinas en 0,08 dólares por galón y aumentó el del diesel en 0,11 dólares. Así, el impuesto a las gasolinas se encuentra por debajo del promedio del Istmo Centroamericano, el del diesel se ubica por encima de la media, en tanto que el correspondiente al querosene es el más alto de la región. Cabe agregar que en la

⁶² Acuerdo Ministerial No. 0601-2004 del 16 de diciembre de 2004, que publica la Resolución No. 132-2004 del Consejo de Ministros de Integración Económica.

⁶³ Decreto No. 38-2005 del Congreso de la República de Guatemala

⁶⁴ Decreto 041 de 2004.

Costa Atlántica, que representa una pequeña fracción del consumo nacional, el ISC de la gasolina regular y el diesel es significativamente más bajo, 38% y 24%, respectivamente.

Después de que Panamá mantuvo durante varios años un impuesto específico de 0,60 dólares por galón a las gasolinas y de 0,25 dólares al diesel, a partir del 14 de abril de 2005 el gobierno redujo en forma temporal (120 días) dichos gravámenes, en 0,20 y 0,10 dólares por galón, respectivamente.⁶⁵ Aun sin estas reducciones temporales, Panamá cuenta con los impuestos más bajos del Istmo Centroamericano, en particular en el caso del diesel, el gas licuado y el *jet fuel* (estos dos últimos exentos del impuesto específico). Igual que en el resto de la región, el búnker para uso en la producción de electricidad no tiene este tipo de gravamen. Por otra parte, con el cierre de la refinería quedó anulada la tarifa de protección a la importación de derivados del petróleo para consumo nacional que no pudieran ser producidos localmente.

Por último, es importante acotar que los únicos subsidios a combustibles que existen en la región son los correspondientes al gas licuado, expendido en envases pequeños en dos países. En El Salvador, el subsidio se realiza mediante el cargo a las gasolinas ya mencionado, extendiéndose a todo el gas distribuido en cilindros de menos de 100 libras. En Panamá, el subsidio al GLP sólo abarca los envases de 25 libras y se calcula en función del precio paridad de importación, ya que este producto tiene un precio fijo ex terminal. Como consecuencia del marcado bajo precio del gas subsidiado, la distribución de GLP en envases mayores, sujetos a precios de mercado, es prácticamente inexistente en ambos países, con lo cual el subsidio está llegando en forma muy significativa a familias con niveles de ingresos medios.

c) Nivel y estructura de los precios al consumidor

Para determinar el nivel y la estructura de los precios promedio durante 2004 y el primer semestre de 2005, los precios finales al consumidor de gasolina superior, gasolina regular y diesel se obtuvieron de los sondeos realizados por las direcciones de hidrocarburos a estaciones de servicio en las ciudades capital, en aquellos países donde no están regulados. En los otros casos se tomaron los valores definidos por los respectivos entes reguladores. Con respecto a las campañas de sondeo que realizan las DGH en un día prefijado, en El Salvador se ha detectado que algunas estaciones de servicio reducen los precios de sus productos en ese día, a fin de reportar montos menores. Este mal comportamiento produce información errónea para los consumidores e introduce falsedad en el análisis de precios y márgenes conglobados. En el caso de Nicaragua, las empresas petroleras han establecido precios diferenciales menores en las estaciones de servicio para la gasolina súper destinada a taxis y microbuses, así como para el diesel consumido por autobuses de transporte público y camiones de carga pesada. Esta estrategia de mercado la inició la empresa ESSO en 1999, seguida por Petronic y Texaco en el 2000 y la Shell a fines del año 2004. Los descuentos para gasolina superior y diesel en el primer semestre de 2005 fueron de 0,06 dólares por galón.

Debe aclararse que este precio cif no corresponde al reportado por las compañías en sus facturas de compra, sino que se estimó suponiendo un abastecimiento competitivo. Por consiguiente, el precio FOB está de acuerdo con el mercado relevante de referencia para la región

⁶⁵ Ley No.10, publicada en la Gaceta Oficial del 14 de abril de 2005.

(Costa del Golfo de Estados Unidos, USGC), ajustado por las diferencias de calidad (octanaje y presión de vapor) entre las gasolinas de cada país y las reportadas para el mercado de referencia.⁶⁶ Los costos del transporte marítimo se determinaron desde Houston hacia cada puerto de la región,⁶⁷ sobre la base del flete de embarques de 30.000 toneladas, ajustado por un factor que considera las deseconomías de escala con abastecimientos de menor volumen. Este factor se estimó en 1,10 para Guatemala, 1,40 para Nicaragua, en tanto que para Costa Rica se mantuvo en 1, ya que es el único país donde actualmente existe un solo importador y los embarques típicos son de 30,000 toneladas. Para los restantes se estimó en 1,2.

Así, los márgenes acumulados —que abarcan la importación, almacenamiento, distribución mayorista, transporte del terminal a la ciudad capital y venta al detalle en estaciones de servicio— se calculan mediante la diferencia entre los precios al consumidor antes de impuestos y los precios cif estimados en términos competitivos.

De esta forma, se determinó la estructura de los precios de los tres derivados del petróleo para el período comprendido entre 2004 y el primer semestre de 2005. Durante esas fechas, los consumidores panameños se beneficiaron con los menores precios de combustibles en el Istmo Centroamericano, a causa principalmente de sus bajos impuestos, así como de sus márgenes moderados y sus reducidos fletes marítimos (véase el cuadro 39). Por las mismas razones (excepto los fletes), El Salvador le sigue muy de cerca en el caso de las gasolinas, aunque no sucede lo mismo en el diesel por su mayor monto de tributos fiscales. Aun cuando en 2004 en Guatemala los impuestos a las gasolinas fueron mayores que en los dos países antes mencionados, los precios al consumidor no difirieron tanto por sus reducidos márgenes; sin embargo, esto no sucedió en 2005, luego del desorden del mercado, influido por la sustitución temporal del impuesto específico a la distribución por arancel a la importación.

Los más altos precios al consumidor de los hidrocarburos mencionados se pagan en Honduras, como resultado del efecto combinado de elevados márgenes y, sobre todo, por el nivel de impuestos, el más alto de la región. En gasolinas, le sigue Costa Rica, ya que presenta menores niveles de gravámenes fiscales, márgenes y fletes marítimos (esto último por la ubicación en la Costa Atlántica de su puerto de recepción de productos, así como por el tamaño de sus embarques). En contraste, en el caso del diesel, en Nicaragua registra precios más altos.⁶⁸ Por último, Nicaragua cuenta con precios de gasolinas aun menores que Costa Rica, en particular debido a sus impuestos más bajos; sin embargo, los precios de las gasolinas son muy cercanos a los de Honduras.

⁶⁶ En Costa Rica se incluyó también un ajuste a los precios del diesel por diferencias en el contenido de azufre, sobre la base del porcentaje de este contaminante en sus importaciones, a fin de tomar en cuenta el programa de reducción de azufre en este país.

⁶⁷ En Honduras se consideró el puerto de San Lorenzo en la Costa del Pacífico, debido a que es la alternativa de menor costo para el abastecimiento de Tegucigalpa. Desde 2002 se utilizó para Guatemala el flete a San José, tomando en cuenta que con la nueva terminal, propiedad de Shell y Esso, prácticamente todo el suministro a la ciudad capital se realiza por este puerto del Pacífico.

⁶⁸ Algunas empresas petroleras en Nicaragua han instaurado precios diferenciales ligeramente menores en gasolinas y diesel para taxis y buses desde hace un par de años.

Cuadro 39

ISTMO CENTROAMERICANO: NIVEL Y ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LAS GASOLINAS Y EL DIESEL, 2004 Y 2005 (ENERO-JUNIO)

(Dólares por galón)

	Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua a/		Panamá	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
Gasolina superior												
Precio al consumidor	2,74	3,08	2,33	2,56	2,36	2,70	2,98	3,21	2,57	2,84	2,20	2,27
Impuestos y recargos	1,00	1,01	0,64	0,67	0,84	0,86	1,17	1,16	0,70	0,70	0,60	0,53
Precio sin impuestos	1,74	2,07	1,69	1,89	1,53	1,84	1,80	2,05	1,88	2,14	1,60	1,74
Márgenes y costos adicionales	0,50	0,61	0,39	0,38	0,24	0,34	0,50	0,54	0,56	0,61	0,35	0,30
Precio cif simulado	1,24	1,45	1,30	1,51	1,29	1,50	1,30	1,51	1,31	1,53	1,25	1,43
Flete y seguro simulados	0,04	0,05	0,09	0,10	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,05	0,05
Ajuste por calidad	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
Precio USGC	1,22	1,42	1,22	1,42	1,22	1,42	1,22	1,42	1,22	1,42	1,22	1,42
Gasolina regular												
Precio al consumidor	2,62	2,95	2,22	2,43	2,31	2,63	2,91	3,11	2,49	2,76	2,13	2,20
Impuestos y recargos	0,95	0,97	0,63	0,66	0,82	0,82	1,17	1,15	0,70	0,70	0,60	0,53
Precio sin impuestos	1,67	1,97	1,60	1,78	1,49	1,81	1,74	1,96	1,79	2,06	1,53	1,67
Márgenes y costos adicionales	0,48	0,57	0,34	0,31	0,27	0,38	0,52	0,51	0,56	0,60	0,32	0,26
Precio cif simulado	1,18	1,40	1,26	1,47	1,22	1,43	1,22	1,45	1,24	1,46	1,22	1,40
Flete y seguro simulados	0,04	0,05	0,09	0,10	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,05	0,05
Ajuste por calidad	-0,02	-0,02	0,00	0,00	-0,03	-0,03	-0,03	-0,02	-0,03	-0,02	0,01	0,01
Precio USGC	1,16	1,37	1,17	1,37	1,16	1,37	1,16	1,37	1,16	1,37	1,16	1,37
Diesel												
Precio al consumidor	1,95	2,21	1,91	2,23	1,72	2,21	2,21	2,57	2,15	2,53	1,65	1,88
Impuestos y recargos	0,56	0,57	0,43	0,47	0,35	0,43	0,62	0,61	0,54	0,54	0,25	0,22
Precio sin impuestos	1,38	1,64	1,47	1,76	1,38	1,78	1,59	1,98	1,61	1,99	1,40	1,67
Márgenes y costos adicionales	0,21	0,12	0,29	0,24	0,20	0,28	0,41	0,44	0,41	0,45	0,28	0,23
Precio cif simulado	1,18	1,52	1,18	1,51	1,17	1,51	1,18	1,52	1,19	1,53	1,12	1,44
Flete y seguro simulados	0,05	0,05	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,11	0,12	0,13	0,06	0,06
Precio USGC	1,07	1,41	1,08	1,40	1,07	1,41	1,07	1,41	1,07	1,41	1,07	1,41

a/ Los precios al consumidor provienen de los sondeos realizados por el INE en las estaciones de servicio y no incluye el descuento para el transporte urbano y de carga.

2. Otras estrategias empresariales

a) Gestión regional de las empresas multinacionales

Como se describió en el capítulo anterior, en el mercado de los combustibles líquidos las tres empresas multinacionales (Esso, Shell y Chevron-Texaco), con excepción de Costa Rica, están presentes casi en todos los países dentro de estructuras oligopolistas; en el mercado del GLP el grupo Tropicigas tiene una posición dominante. Estas empresas mantienen una política comercial regional y consideran el Istmo Centroamericano como un solo mercado, pero se adaptan a las características económicas, legales e institucionales de cada país; de esta forma, realizan embarques conjuntos a varios países, e intercambios de productos (*swaps* físicos), entre otros.

La organización de las empresas varía en función de las políticas corporativas. Una empresa multinacional tiene una gerencia regional con sede en la República Dominicana, y las gerencias de los países (*Country Managers*) reportan a ella, mientras que otra mantiene una coordinación regional desde su oficina en Coral Gables, Florida, Estados Unidos. Las demás tienen una política comercial regional, pero con independencia administrativa de las empresas nacionales.

b) Estrategias particulares en algunos países

Por las características oligopolistas y la debilidad institucional en algunos países, cada una de las empresas multinacionales ha tenido la capacidad de ejercer las presiones necesarias para mantener privilegios o beneficios en las estructuras de precios, cuando éstos han estado regulados.

A la fecha se han detectado ciertas estrategias notorias aplicadas por las empresas petroleras en la región. En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá se constata un proceso de reintegración vertical mediante la recuperación de estaciones de servicio antes concesionadas a privados, de forma que serían manejadas directamente por las empresas multinacionales. Además, todas las empresas han iniciado procesos internos para reducir los gastos administrativos y de manejo de los mercados, tales como la utilización de la oficina en un país centroamericano como centro de toma de decisiones para la fijación de precios en otros países, o bien la eliminación de oficinas nacionales, de manera que sus ejecutivos trabajan en sus propios domicilios. En varios países las petroleras han introducido estaciones de autoservicio, favoreciendo la reducción de los precios de los derivados del petróleo.

En un mercado con altos precios internacionales del petróleo, y ante una presión social y gubernamental por los efectos de dichos precios en la actividad económica de los países, las estrategias antes señaladas apuntan a buscar una mayor coordinación de precios y una reducción de los costos de transacción, a fin de transmitir en forma más eficiente las variaciones de precios internacionales a los precios locales.

Casi en todos los países se nota que la competencia con las firmas existentes se ha centrado en servicios adicionales, como tarjetas de crédito, bancos, comida rápida y misceláneos, así como el ofrecimiento de ventajas en seguridad y comodidad para los clientes, lo que incrementa la inversión y, por consiguiente, dificulta la entrada de distribuidores independientes. Ésta es la razón por la cual la mayoría son arrendatarios y no dueños.

En Costa Rica, la política de la Shell ha sido agresiva en los últimos años con la compra, arrendamiento y remodelación de estaciones bien ubicadas y con un alto nivel de ventas. Al no existir un margen mayorista, el ingreso de la Shell está circunscrito a lo que pueda compartir con la estación, lo que lleva a pensar que su política está orientada a posicionarse para una eventual liberación de mercado. Chevron-Texaco ha sido más cautelosa, por lo que en 1999 inició un programa más agresivo en la construcción de estaciones nuevas. Elf ha concentrado su estrategia en la construcción de estaciones muy modernas. Por su parte, las distribuidoras de GLP han emprendido una campaña de construcción de planteles en zonas rurales, ante una mayor penetración de este combustible para la cocción en esas zonas del país.

La mayoría de las estaciones de ACEC en Costa Rica poseen una tecnología de los decenios de 1960 y 1980, es decir, que no han seguido un proceso de modernización. El elemento externo (Shell, Chevron-Texaco y Elf) puede ayudar a definir un nuevo paradigma en materia tecnológica y de servicios. Los afiliados de ACEC podrían encontrarse en una situación de desventaja ante las multinacionales, debido sobre todo a la mayor dificultad para obtener financiamientos para la remodelación de sus estaciones, razón por la cual podrían oponerse a la liberación de márgenes, que sólo beneficiaría a la Shell.

En El Salvador, durante el año 2005 algunas empresas petroleras verticalmente integradas en el segmento de la distribución mayorista venden a sus estaciones de servicio a precios inferiores de los que pagan a su segmento de importación, y como resultado arrojan márgenes negativos en algunos meses. Esto podría responder a factores de mercado, como nivel de precios internacionales en las fechas de compra del crudo o derivados, volatilidad de los precios internacionales y competencia interna, o a una estrategia dependiente de la reducción de impuestos. En Honduras, las petroleras muestran estrategias diferentes. Mientras la Esso ha construido nuevas estaciones de servicio, la Shell se encuentra vendiendo dichas estaciones y concentrándose en los clientes industriales.

B. RESULTADOS

La teoría económica propone un análisis normativo de los resultados de las firmas y la industria, considerando como punto de referencia el mercado de competencia pura y perfecta, y evaluando el grado de desviación con respecto a esta norma cuando las estructuras no son competitivas. Con este fin, en esta sección se realiza un análisis comparativo de la eficiencia de los precios en los seis países centroamericanos, mediante la evaluación de los márgenes acumulados. También se aborda la capacidad institucional para supervisar el mercado de hidrocarburos, con objeto de asegurar una competencia efectiva en beneficio de los consumidores.

1. Nivel de competencia en los mercados nacionales

El análisis de la estructura de la industria petrolera en los países del Istmo Centroamericano indicaría situaciones muy alejadas de un mercado de competencia efectiva (*workable competitive market*), por no mencionar un mercado perfectamente competitivo, que rara vez se presenta en la realidad.⁶⁹ En el segmento de la importación/refinación se detectan mercados de tipo monopolista en Costa Rica; de firma dominante en Nicaragua y Panamá, y oligopolistas fuertes en los restantes tres.⁷⁰ En los últimos siete años, en todos los países, con excepción de El Salvador, los índices de concentración en la refinación/importación han disminuido, lo cual implica la entrada de nuevos actores o una participación más uniforme de los operadores. En teoría, los índices más bajos de concentración estarían reflejando la posibilidad de un mayor nivel de competencia en estos países, en tanto que Guatemala y Honduras presentaron los menores índices de concentración.

En el segmento del almacenamiento se reproducía una situación similar a la importación/refinación, con referencia al tipo de mercado existente. Guatemala y El Salvador registraban los menores índices de concentración. En cuanto a la distribución minorista (estaciones de servicio), todos los países tendrían mercados oligopolistas fuertes, con los índices más bajos en Guatemala y Panamá.

Al comparar los resultados para los segmentos analizados, se detectan algunas particularidades. El caso más sobresaliente se refiere a Guatemala, país con los menores índices en las tres áreas, aunque de tipo oligopolista. Por su parte, Nicaragua y Panamá tienen firmas dominantes en los dos segmentos superiores, pero la distribución minorista respondería a un mercado oligopolista. En forma parecida, Costa Rica presenta un monopolio en los dos primeros y un oligopolio en la distribución minorista. El Salvador y Honduras muestran mercados oligopolistas en los tres segmentos.

Otro factor considerable en el análisis se refiere al número de nuevos actores, lo cual permitiría verificar el nivel de obstáculos o barreras para la entrada de firmas interesadas. Con respecto a la importación/refinación, debe considerarse también el número de productos que manejan estos nuevos actores. En este sentido, la aparición de empresas importadoras multiproductos (gasolinas, diesel) o GLP introducen en general mayor competencia entre las estaciones de servicio y clientes directos, sector que tiene un fuerte impacto público. Las otras empresas importadoras, en especial las eléctricas, utilizan el combustible directamente para su producción.

⁶⁹ Según la Federal Trade Commission de Estados Unidos, un mercado de competencia efectiva se da cuando ninguna firma tiene la posibilidad de aumentar el precio en más de 5% por un período prolongado. Un bajo índice de concentración en un mercado sería una prueba de competencia efectiva. En ese sentido, un mercado no concentrado, como ya se mencionó, tiene un HHI inferior a 1.000. Véase Shepherd (1997), *op. cit.*

⁷⁰ Por falta de información estadística complementaria (mayor desglose en las ventas), no fue posible analizar cada derivado por separado, lo que habría permitido clasificar el nivel de competencia en cada mercado.

En este aspecto, Guatemala estaría en primer lugar, con 21 nuevas empresas importadoras, de las cuales seis son de GLP, tres eléctricas y 12 de derivados líquidos multiproducto. Esto confirma el bajo nivel de barreras de entrada para firmas interesadas en incursionar en la industria petrolera de este país. Debe considerarse también que el gobierno es actualmente dueño de dos terminales de importación de gran tamaño, una en cada costa, las arrendadas a la Esso mediante una concesión.

Seguirían El Salvador y Nicaragua, cada una con seis nuevos actores. Sin embargo, existen claras diferencias entre ambos países. En el primero habrían entrado dos empresas para GLP, dos eléctricas y dos grandes importadoras multiproductos, mientras que Nicaragua tiene una para GLP, dos muy pequeñas para asfalto,⁷¹ dos eléctricas y sólo un nuevo actor en importación de derivados líquidos en general (Shell), el cual detuvo en 2005 sus actividades en este segmento. Estos resultados están de acuerdo con el número y tipo de barreras a la entrada, las cuales son más fuertes en Nicaragua que en El Salvador.

En Panamá y Honduras entraron en total cuatro nuevas empresas; sin embargo, en el primer país una fue de GLP y tres importadores multiproductos, mientras que en Honduras una fue de GLP, dos eléctricas y una de derivados líquidos multiproductos. Estos resultados deben evaluarse considerando que las barreras a la entrada en Panamá son las menores de toda Centroamérica, mientras que en Honduras son las mayores. El número de nuevos actores no es mayor en Panamá, pues las 17 Zonas Libres de Petróleo en este país se pueden explotar cuando cumplan con los requisitos correspondientes, y las condiciones de mercado las incentiven.

Con respecto a las estaciones de servicio, debe subrayarse la abundante entrada de estaciones de bandera blanca en Guatemala y El Salvador, y en menor escala en Panamá. Conviene notar que la existencia de nuevos actores en la importación de derivados ha permitido la instalación de estaciones de bandera blanca en los tres países mencionados.

2. Los márgenes acumulados de las industrias petroleras locales

Los márgenes acumulados, tal como se definieron previamente, se calculan como la diferencia entre el precio al consumidor final antes de impuestos y recargos, y el costo cif competitivo. Estos márgenes acumulados no tienen relación directa con la aparente suma de los límites autorizados o estimados para las empresas importadoras, distribuidoras y estaciones de servicio en cada país. Esta metodología de márgenes acumulados permite hacer una comparación, en términos similares, entre los seis países de la subregión. No tiene como fin evaluar los márgenes aplicados por las empresas en cada país.

Cabe aclarar que, durante el período comprendido entre enero de 2002 y junio de 2005, los márgenes acumulados están calculados en forma semanal (normalmente al inicio de la semana 0), sobre la base de los precios al consumidor y de los impuestos vigentes en la fecha del monitoreo, mientras que los precios fob corresponden al promedio de las tres semanas anteriores (semanas -3, -2 y -1). Así, este criterio considera tanto las posibles fechas de compra en el mercado internacional (semanas -3 y -2) del producto que se está vendiendo en el día del

⁷¹ El mercado de asfalto tiene muy pocos compradores por el tipo de producto.

monitoreo, como los precios más recientes que reflejan su costo de reemplazo (semana -1). Por otra parte, los márgenes de 1999 a 2001 se determinaron en forma anual mediante los mismos criterios, pero sin estimar el retraso de tres semanas en los precios de referencia fob.

Debido a que las gasolinas y el diesel tienen distintos márgenes y volúmenes de ventas, se calculó también la media ponderada de éstas —utilizando como ponderadores los porcentajes de ventas de cada combustible en las estaciones de servicio—, a fin de evitar la distorsión que produce el análisis individual de cada producto.

En la primera parte de esta sección se analiza, para las gasolinas y el diesel, la tendencia global de los márgenes acumulados en cada país (desde la importación hasta la venta en estaciones de servicio). En la segunda se discute la variabilidad y el comportamiento de los márgenes calculados por semana.

a) Comportamiento de los márgenes promedio

En países semejantes, el nivel promedio de los márgenes acumulados podría constituir el principal indicador de las diferencias en el grado de competencia entre mercados con precios libres. En aquellos países con precios regulados hasta el nivel del consumidor final (Costa Rica y Honduras), el margen promedio es útil como indicador del grado en que el sistema de regulación alcanza los resultados de un mercado abierto. Sin embargo, los países de la región no son tan semejantes como parece, sino que presentan diferencias sustanciales que afectan en forma significativa a los márgenes. Entre los principales factores a considerar para realizar una comparación más precisa, es posible citar la tasa de depreciación fiscal de los activos fijos,⁷² la tasa del impuesto sobre la renta, el riesgo país, el costo de la mano de obra y de los terrenos, así como el volumen de ventas por estación de servicio (véase el cuadro 40).

Cabe destacar que esta investigación no permite identificar en términos absolutos el nivel razonable de márgenes en cada país. Por una parte, intenta detectar si las diferencias entre ellos se justifican por los factores económicos mencionados, o si son el resultado de distintos grados de competencia entre sus mercados. Por otra, debido a que tales factores cambian en forma paulatina, la evolución histórica de los márgenes de cada país permite identificar si se han presentado o no mejoras en la competitividad a lo largo del tiempo.

⁷² Sí en un país se permite fiscalmente la depreciación acelerada de los activos fijos (equipos y construcciones), el resultado será el diferimiento a futuro de una parte de los impuestos y, en consecuencia, el aumento de la rentabilidad del capital propio invertido y la posibilidad de obtener financiamiento mediante deuda.

Cuadro 40
FACTORES ECONÓMICOS QUE AFECTAN LOS MÁRGENES a/

Factor	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Incentivo fiscal por depreciación de activos fijos	Regular	Bueno	Bueno	Bueno	Muy bueno	Regular
Tasa de impuesto sobre la renta	30%	25%	30%	30%	30%	30%
Incentivo fiscal total	Regular	Muy bueno	Bueno	Bueno	Muy bueno	Regular
Premio por riesgo país	Bajo	Muy bajo	Medio	Alto	Muy alto	Bajo
Costo del terreno	Muy alto	Alto	Medio	Medio	Bajo	Muy alto
Índice de salarios mínimos b/	2,2	1,2	1	0,7	0,5	2,1
Ventas promedio por estación de servicio (miles galones/mes)	92	56	36	47	49	43

Fuente: CEPAL.

a/ Los indicadores de ventas corresponden a 2004.

b/ El índice de salarios mínimos se calculó con valores en dólares de septiembre de 2003, y se tomó el valor de Guatemala como referencia.

Si se toma como referencia la información registrada de 1999 a 2005, se destaca que Guatemala ha reducido su margen promedio ponderado, de 0,33 dólares por galón en el período 1999-2002, a 0,26 dólares por galón en el período 2003-2005, valor significativamente menor que en el resto de los países (véase el cuadro 41).

En un segundo nivel se encuentran Panamá y El Salvador, en los que destaca también una fuerte disminución de márgenes durante los últimos tres años. En el primer país, los márgenes promedio se redujeron de 0,42 a sólo 0,31 dólares por galón, durante los dos períodos analizados. En El Salvador los márgenes bajaron de 0,40 a 0,34 dólares para los mismos períodos. En un cuarto sitio se ubica Costa Rica, donde el margen promedio pasó de 0,32 dólares por galón durante el primer período a 0,40 dólares en el segundo. En el nivel más alto de márgenes, también con marcada tendencia al alza, se ubican Honduras y Nicaragua. En el primero, los márgenes promedio ponderados aumentaron de 0,40 a 0,48 dólares por galón, en tanto que en el segundo subieron de 0,43 a 0,50 dólares para los mismos períodos. A fin de incorporar el efecto de los precios diferenciados para el transporte público y de carga, se hizo un estimado para el primer semestre de 2005, con algunas aproximaciones. El resultado fue una reducción del margen promedio ponderado de 0,015 dólares por galón. Este valor no cambia la posición relativa de Nicaragua con respecto al margen promedio ponderado de los otros países.

Cuadro 41

EVOLUCIÓN ANUAL DE LOS MÁRGENES ACUMULADOS, GASOLINAS Y DIESEL, 1999-2005 a/

(Dólares por galón)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	1999- 2002	2003- 2005
								(promedio)	
Costa Rica									
Promedio ponderado	0,30	0,29	0,33	0,37	0,42	0,38	0,40	0,32	0,40
Gasolina superior	0,35	0,40	0,34	0,44	0,50	0,50	0,61	0,38	0,53
Gasolina regular	0,35	0,38	0,43	0,43	0,50	0,48	0,57	0,40	0,51
Diesel	0,23	0,16	0,25	0,26	0,28	0,21	0,12	0,22	0,22
El Salvador									
Promedio ponderado	0,42	0,39	0,38	0,40	0,37	0,33	0,30	0,40	0,34
Gasolina superior	0,61	0,57	0,54	0,50	0,45	0,39	0,38	0,55	0,41
Gasolina regular	0,57	0,50	0,44	0,43	0,38	0,34	0,31	0,48	0,35
Diesel	0,40	0,39	0,42	0,34	0,32	0,29	0,24	0,39	0,29
Guatemala									
Promedio ponderado	0,34	0,31	0,36	0,30	0,25	0,23	0,32	0,33	0,26
Gasolina superior	0,36	0,37	0,38	0,33	0,28	0,24	0,34	0,36	0,27
Gasolina regular	0,36	0,36	0,40	0,36	0,31	0,27	0,38	0,37	0,31
Diesel	0,31	0,25	0,33	0,25	0,20	0,20	0,28	0,28	0,22
Honduras									
Promedio ponderado	0,35	0,39	0,43	0,43	0,50	0,45	0,48	0,40	0,48
Gasolina superior	0,39	0,45	0,49	0,49	0,55	0,50	0,54	0,45	0,53
Gasolina regular	0,40	0,44	0,49	0,49	0,57	0,52	0,51	0,46	0,54
Diesel	0,31	0,34	0,38	0,37	0,45	0,41	0,44	0,35	0,43
Nicaragua b/									
Promedio ponderado	0,38	0,43	0,47	0,43	0,51	0,48	0,52	0,43	0,50
Gasolina superior	0,55	0,59	0,60	0,56	0,62	0,56	0,61	0,58	0,60
Gasolina regular	0,49	0,53	0,55	0,51	0,59	0,56	0,60	0,52	0,58
Diesel	0,29	0,36	0,40	0,35	0,43	0,41	0,45	0,35	0,43
Panamá									
Promedio ponderado	0,44	0,40	0,41	0,42	0,35	0,31	0,26	0,42	0,31
Gasolina superior	0,48	0,42	0,42	0,47	0,38	0,35	0,30	0,45	0,35
Gasolina regular	0,44	0,46	0,41	0,48	0,37	0,32	0,26	0,45	0,33
Diesel	0,40	0,37	0,39	0,36	0,32	0,28	0,23	0,38	0,28

Fuente: CEPAL.

a/ Las cifras de 2005 comprenden el período de enero a junio.

b/ Los márgenes promedio ponderados no incluyen los descuentos en gasolinas y diesel para transporte público y de carga. La falta de datos sobre los volúmenes vendidos con descuento durante el período 1999-2005 no permitió realizar los respectivos cálculos detallados.

b) Variabilidad semanal de los márgenes

En esta última parte se analiza, para el período comprendido entre enero de 2002 y junio de 2005, la variabilidad semanal de los márgenes acumulados y su correlación con los precios internacionales de referencia, a fin de identificar la forma en que se trasladan al consumidor los cambios en los precios de importación y el papel que desempeña el nivel de competitividad, tanto en la volatilidad de dichos márgenes como en su tendencia de largo plazo. Además, se analiza el “efecto portafolio” generado por la correlación imperfecta entre los márgenes de los distintos combustibles, a fin de estimar el riesgo en el negocio del suministro de los diversos productos.

Las correlaciones están medidas en forma convencional con el denominado coeficiente “r” de Pearson,⁷³ que arroja valores entre 1 y -1. Como indicador de la variabilidad de los márgenes semanales, se seleccionó el coeficiente de variación, definido como el cociente de la desviación estándar de los márgenes entre el promedio de éstos. Este coeficiente permite aislar la desviación estándar del nivel promedio, ya que para este análisis es más importante la variabilidad con respecto al nivel medio de márgenes que la propia variabilidad absoluta.

Más aún, cuando la correlación entre márgenes de los distintos combustibles es menor que 1, se produce el llamado “efecto portafolio”, cuyo resultado es una reducción en la variabilidad (y por lo tanto en el riesgo) del margen agregado del conjunto de combustibles expendidos, sin modificación del nivel promedio ponderado. Por lo tanto, como lo relevante es la rentabilidad del conjunto de productos, la desviación estándar utilizada en el coeficiente de variación es aquella que toma en cuenta el citado efecto portafolio, y depende de los coeficientes de correlación entre los márgenes de todas las combinaciones posibles de combustibles.

Los resultados obtenidos (presentados en los cuadros 42 y 43) muestran que Guatemala tiene un coeficiente de variación de márgenes (34%) mucho más alto que los otros tres países con precios al consumidor no regulados, una correlación ligeramente negativa (o al menos no positiva) entre los márgenes de cada producto y sus respectivos precios de referencia FOB,⁷⁴ así como una tendencia hacia la reducción de los márgenes (interrumpida desde fines de 2005). La correlación negativa estaría indicando que sólo se traslada al consumidor una parte de las variaciones de precios que se presentan en el mercado internacional; es decir, cuando los precios de importación van al alza, sólo una fracción de este aumento repercute en los precios internos, mientras que cuando el mercado internacional va a la baja el consumidor no se beneficia en forma total de esta disminución. Sin embargo, el alto grado de variación de los márgenes y la tendencia decreciente de éstos parecen indicar que, debido a la fuerte competencia en el mercado guatemalteco, las compañías enfrentan grandes dificultades para implementar un proceso más programado y simétrico de traslado parcial de los precios internacionales.

⁷³ Un coeficiente igual a 1 indica correlación perfecta directa, mientras que un valor de -1 representa una correlación perfecta inversa; la ausencia total de asociación entre dos variables se mostraría con un coeficiente igual a cero.

⁷⁴ La correlación entre márgenes y precios de referencia FOB es claramente negativa (alrededor de -0,33) si no se toman en cuenta las cifras del segundo trimestre de 2005 y las correspondientes a las primeras tres semanas de la sustitución del impuesto específico por aranceles.

Cuadro 42

RESULTADOS ESTADÍSTICOS DEL COMPORTAMIENTO SEMANAL DE LOS MÁRGENES
ACUMULADOS EN LOS PAÍSES CON PRECIOS LIBRES,
ENERO DE 2002-JUNIO DE 2005

	Gasolina superior	Gasolina regular	Diesel	Promedio ponderado a/	Portafolio
Guatemala					
Participación en ventas	37%	19%	44%	100%	100%
Margen promedio (dólares/galón)	0,29	0,32	0,23	0,27	0,27
Desviación estándar de márgenes	0,11	0,11	0,09	0,10	0,09
Desviación estándar/promedio	39%	35%	41%	39%	34%
Correlación márgenes vs. precio USGC	-0,13	-0,09	0,00		
Correlación márgenes diesel	0,55	0,57			
Correlación márgenes gasolina regular	0,96				
Panamá					
Participación en ventas	19%	35%	46%	100%	100%
Margen promedio (dólares/galón)	0,37	0,35	0,29	0,33	0,33
Desviación estándar de márgenes	0,07	0,09	0,06	0,07	0,07
Desviación estándar/promedio	20%	24%	20%	22%	21%
Correlación márgenes vs. precio USGC	-0,70	-0,82	-0,83		
Correlación márgenes diesel	0,88	0,85			
Correlación márgenes gasolina regular	0,94				
El Salvador					
Participación en ventas	21%	33%	46%	100%	100%
Margen promedio (dólares/galón)	0,44	0,37	0,31	0,36	0,36
Desviación estándar de márgenes	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05
Desviación estándar/promedio	15%	17%	17%	16%	15%
Correlación márgenes vs. precio USGC	-0,62	-0,57	-0,71		
Correlación márgenes diesel	0,67	0,73			
Correlación márgenes gasolina regular	0,95				
Nicaragua					
Participación en ventas	26%	16%	58%	100%	100%
Margen promedio (dólares/galón)	0,58	0,56	0,41	0,48	0,48
Desviación estándar de márgenes	0,05	0,06	0,05	0,05	0,05
Desviación estándar/promedio	8%	10%	13%	11%	10%
Correlación márgenes vs. Precio USGC	0,15	0,39	0,51		
Correlación márgenes diesel	0,68	0,83			
Correlación márgenes gasolina regular	0,85				

Fuente: CEPAL.

a/ El promedio ponderado para la desviación estándar equivale a la variabilidad en el caso de que no existiera el efecto portafolio.

Cuadro 43

RESULTADOS ESTADÍSTICOS DEL COMPORTAMIENTO SEMANAL DE LOS MÁRGENES
ACUMULADOS EN LOS PAÍSES CON PRECIOS REGULADOS,
ENERO DE 2002-JUNIO DE 2005

	Gasolina superior	Gasolina regular	Diesel	Promedio ponderado a/	Portafolio
Costa Rica					
Participación en ventas	25%	36%	39%	100%	100%
Margen promedio (dólares/galón)	0,50	0,48	0,23	0,39	0,39
Desviación estándar de márgenes	0,13	0,12	0,11	0,12	0,09
Desviación estándar/promedio	26%	24%	46%	30%	24%
Correlación márgenes vs. precio USGC	0,30	0,25	-0,62		
Correlación márgenes diesel	0,19	0,29			
Correlación márgenes gasolina regular	0,98				
Honduras					
Participación en ventas	43%	4%	53%	100%	100%
Margen promedio (dólares/galón)	0,52	0,52	0,41	0,46	0,46
Desviación estándar de márgenes	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07
Desviación estándar/promedio	14%	15%	19%	16%	15%
Correlación márgenes vs. precio USGC	0,17	0,08	0,18		
Correlación márgenes diesel	0,80	0,82			
Correlación márgenes gasolina regular	0,96				

Fuente: CEPAL.

a/ El promedio ponderado para la desviación estándar equivale a la variabilidad en el caso de que no existiera el efecto portafolio.

Partiendo del efecto portafolio, se destaca que el mercado de Guatemala registra coeficientes de correlación muy bajos —los menores de los países sin regulación de precios al consumidor— entre los márgenes del diesel y las gasolinas, lo que permite una reducción importante en el riesgo de la actividad agregada de abastecimiento de combustibles, aun cuando se mantiene en el nivel más alto de la región. De hecho, el coeficiente de variación del conjunto de productos expendidos en estaciones de servicio se elevaría a 39% si la correlación entre productos fuera perfecta (igual a la unidad); la diferencia entre esta cifra y el 34% calculado representa el beneficio de la diversificación.

En Panamá y El Salvador también se observan coeficientes de correlación negativos entre los márgenes y los precios fob de referencia, lo que denota que las variaciones de precios del mercado internacional se trasladan a los consumidores en forma amortiguada. No obstante, en estos dos países los coeficientes de variación de los márgenes (21% y 15%, respectivamente) son mucho menores que en Guatemala (donde existe un mayor grado de competencia), por lo que el traslado parcial de los precios internacionales se realiza de manera más programada y, por lo tanto, con menor riesgo para alcanzar sus metas respecto de los márgenes promedio en un

período más amplio. En consecuencia, parecería que la disminución de márgenes ocurrida durante los últimos años está influida además por otros factores; en Panamá, por el cierre de la refinería y la subsecuente cancelación de la tarifa de protección; en El Salvador, por una política empresarial para enfrentar en forma programada el incremento de la competencia generada por la entrada reciente de nuevos actores en la venta al detalle. El efecto portafolio en estos países es apreciablemente inferior que en Guatemala, debido a que la correlación entre los márgenes del diesel y las gasolinas no es tan baja.

Por último, cabe destacar que Nicaragua no sólo presenta el menor coeficiente de variación (10%) de los países con precios libres al consumidor, sino que además está acompañado de una correlación positiva entre los márgenes y los precios fob, sobre todo en el caso del diesel que es el producto más demandado. Esto puede interpretarse en el sentido de que, a causa del bajo nivel de competencia, los márgenes semanales son bastante estables y existe una tendencia a aprovechar las alzas de los precios internacionales para aumentar los márgenes acumulados; aunque este efecto es pequeño debido a su poca variabilidad. Por la misma razón, existe una fuerte correlación entre los márgenes de los distintos productos y, en consecuencia, el efecto portafolio es muy bajo.

Con respecto a los países con precios al consumidor regulados, destaca Costa Rica, que presenta un elevado coeficiente de variación (24%), sobre todo si se toma en cuenta que el margen de venta en estaciones de servicio es fijo. Es evidente que si al margen acumulado se descuenta el correspondiente al detallista (aproximadamente de 0,16 dólares por galón para todos los productos), el coeficiente de variación se eleva a 41%. Esta cifra fundamentalmente refleja la volatilidad que enfrenta Recope en su margen, con la consecuente inestabilidad en sus flujos de caja y la necesidad de mayor capital de trabajo para enfrentar esta incertidumbre, en particular en períodos prolongados de alzas como las que se han presentado en la actualidad. Este comportamiento se debe en especial a que durante el período estudiado los precios al consumidor se ajustaban hasta en tanto el precio internacional de una canasta de combustibles tuviera una variación de al menos 5%. Además, este sistema de iguales ajustes de precios a todos los productos, sobre la base del comportamiento de una canasta de combustibles, llegó a generar márgenes nulos en el diesel, cuando sus precios internacionales aumentaron a un ritmo mayor que el resto de los derivados del petróleo (reflejado en un coeficiente de correlación negativo para este producto); este comportamiento desaparecerá en el futuro, luego de la reciente implementación —en julio de 2005— de un sistema de cambios de precios distinto para cada producto, según el comportamiento individual en el mercado internacional.

En el caso de Honduras se aprecia una pequeña correlación positiva entre los márgenes y los precios internacionales de referencia, ya que el período analizado comprende tanto la etapa anterior, en que los márgenes estaban especificados como un porcentaje del precio paridad de importación (más impuestos), como la etapa reciente de cambio a márgenes fijos. El coeficiente de variación de los márgenes es de magnitud moderada (15%), como resultado de la aplicación regular de ajustes basados en el sistema de precios paridad de importación.

En resumen, en los países con mercado libre el grado más alto de competitividad no se refleja únicamente en menores márgenes acumulados promedio, sino también en una mayor variabilidad, acompañada de correlaciones inversas con respecto a los precios del mercado internacional de referencia; con baja competencia, estas correlaciones serían positivas. Esto

parecería indicar que con una mayor competencia es más difícil trasladar al consumidor las variaciones de precios que experimenta el mercado internacional, con lo cual los márgenes se tornan más inestables, con tendencia a alcanzar un menor nivel promedio.

La evolución, semana a semana, de los márgenes —acumulados o conglobados— de las gasolinas y el diesel para cada uno de los seis países analizados, se presenta en forma simultánea al comportamiento de los precios en la costa del Golfo de Estados Unidos (USGC), mercado internacional de referencia para las importaciones de combustibles al Istmo Centroamericano (véanse los gráficos 3 a 8).

3. Eficiencia en los precios finales al consumidor

El análisis comparativo con la metodología de márgenes acumulados permite clasificar a los países centroamericanos de acuerdo con los niveles relativos de competencia. No tiene ninguna connotación con respecto a una situación óptima que correspondería a un mercado de competencia pura y perfecta. Sin embargo, ante las distintas características de las industrias de los seis países, se tratará de buscar las explicaciones a las diferencias entre los márgenes acumulados, considerando las condiciones de base, la estructura de la industria en cada país y las estrategias de las empresas.

El país con los menores márgenes conglobados es Guatemala, donde existe una liberalización completa del mercado. Estos márgenes se explican, en parte, por el tema de los costos, ya que la mano de obra guatemalteca se encuentra entre las más bajas del Istmo Centroamericano, mientras que el costo de los terrenos y el riesgo país se ubican en un nivel intermedio.

Sin embargo, los bajos márgenes son principalmente el resultado de un alto grado de competencia (menores niveles de concentración en los tres segmentos), por la gran diversidad de actores en todos los eslabones de la cadena de abastecimiento —importación, comercialización mayorista y venta al detalle—, en parte factible por contar con el mercado más grande de la región. Es importante destacar que los reducidos márgenes promedio se han logrado aun cuando las ventas por estación de servicio son las menores del Istmo Centroamericano, luego de un proceso muy dinámico de incorporación de estaciones independientes de las tradicionales empresas petroleras multinacionales, que actualmente representan 50% de los puntos de venta al detalle, aunque con un porcentaje menor de participación del mercado. Todo esto concuerda con niveles menores de las barreras de entrada a la industria en este país. Otros elementos que han desempeñado un papel notable son la cercanía de un país productor que le da mayores posibilidades de suministro, así como la voluntad política del gobierno de Guatemala en la aprobación de la ley respectiva y en las negociaciones con los diferentes agentes de la cadena de abastecimiento.

Gráfico 3

GUATEMALA: PRECIOS USGC Y MÁRGENES ACUMULADOS

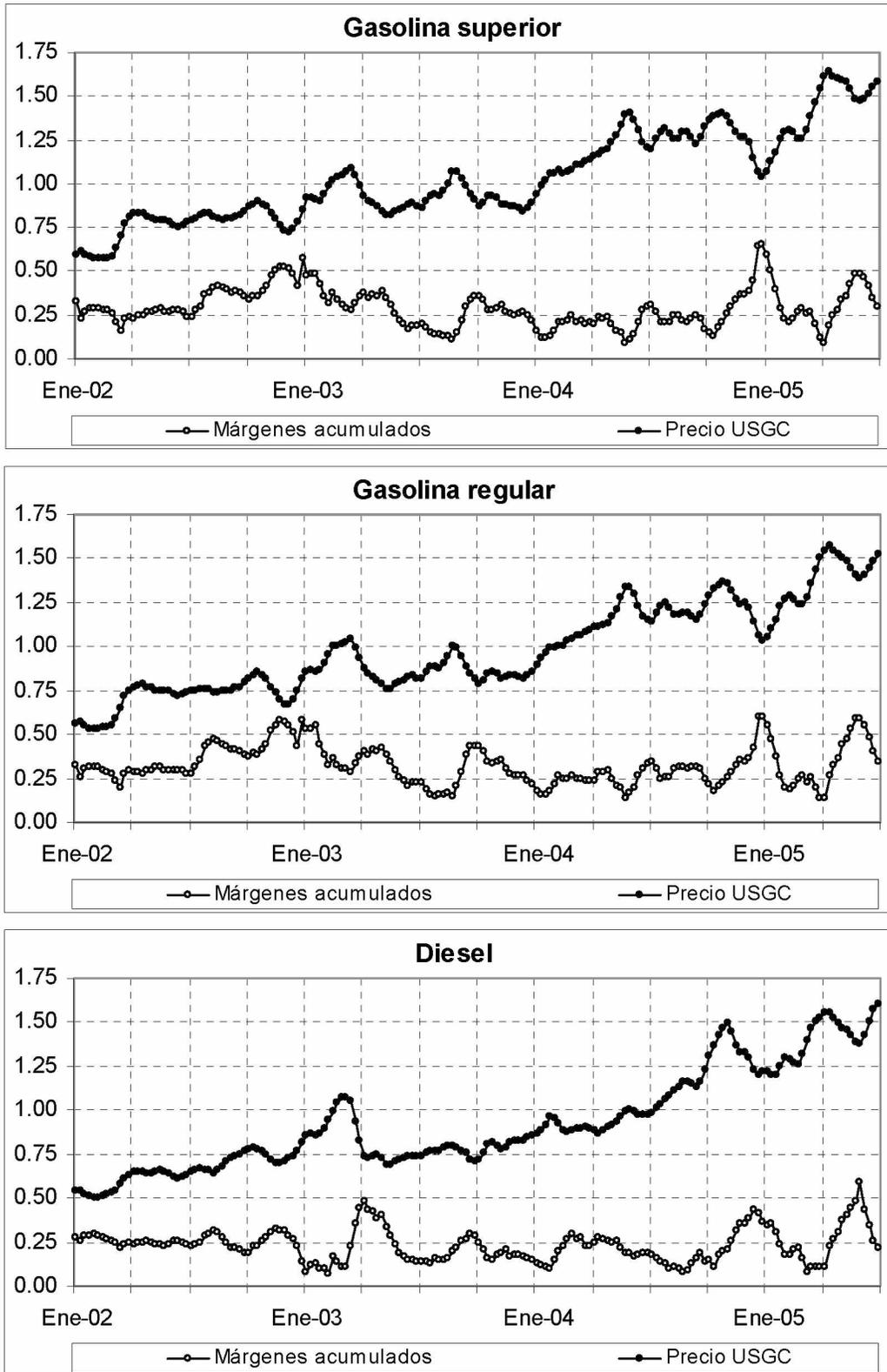


Gráfico 4

PANAMÁ: PRECIOS USGC Y MÁRGENES ACUMULADOS

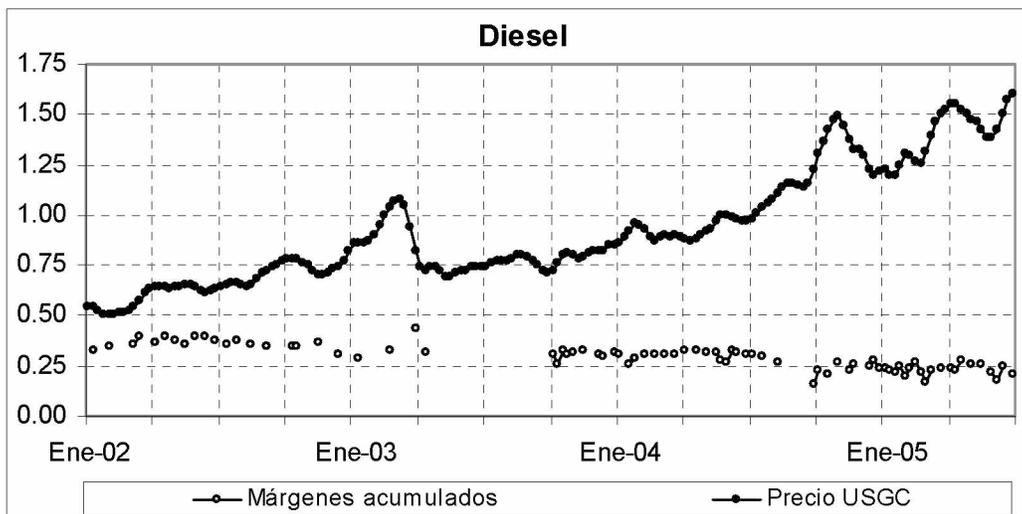
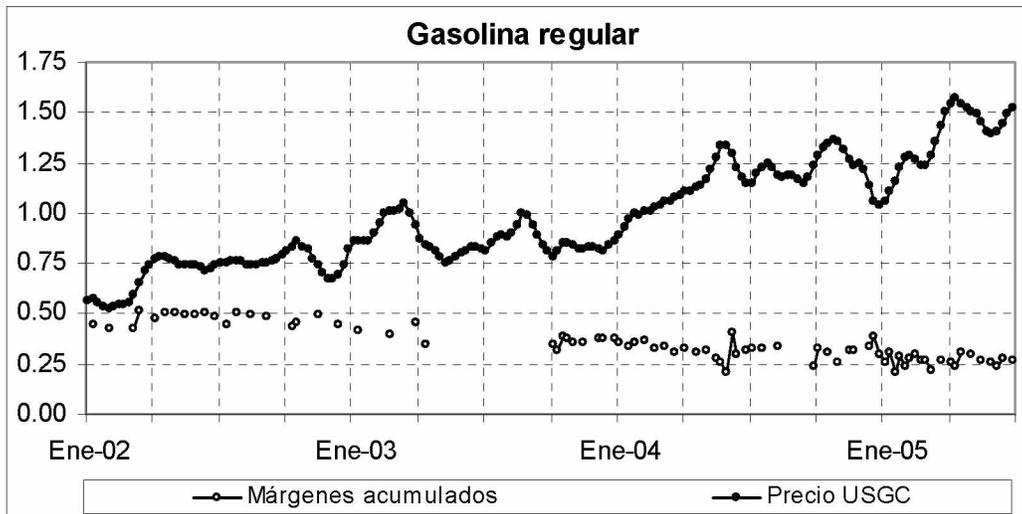
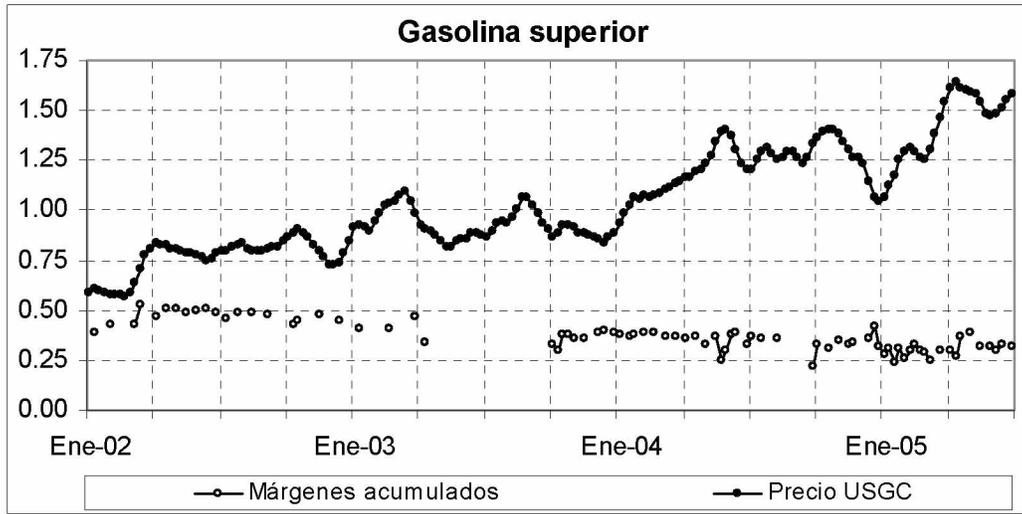


Gráfico 5

EL SALVADOR: PRECIOS USGC Y MÁRGENES ACUMULADOS

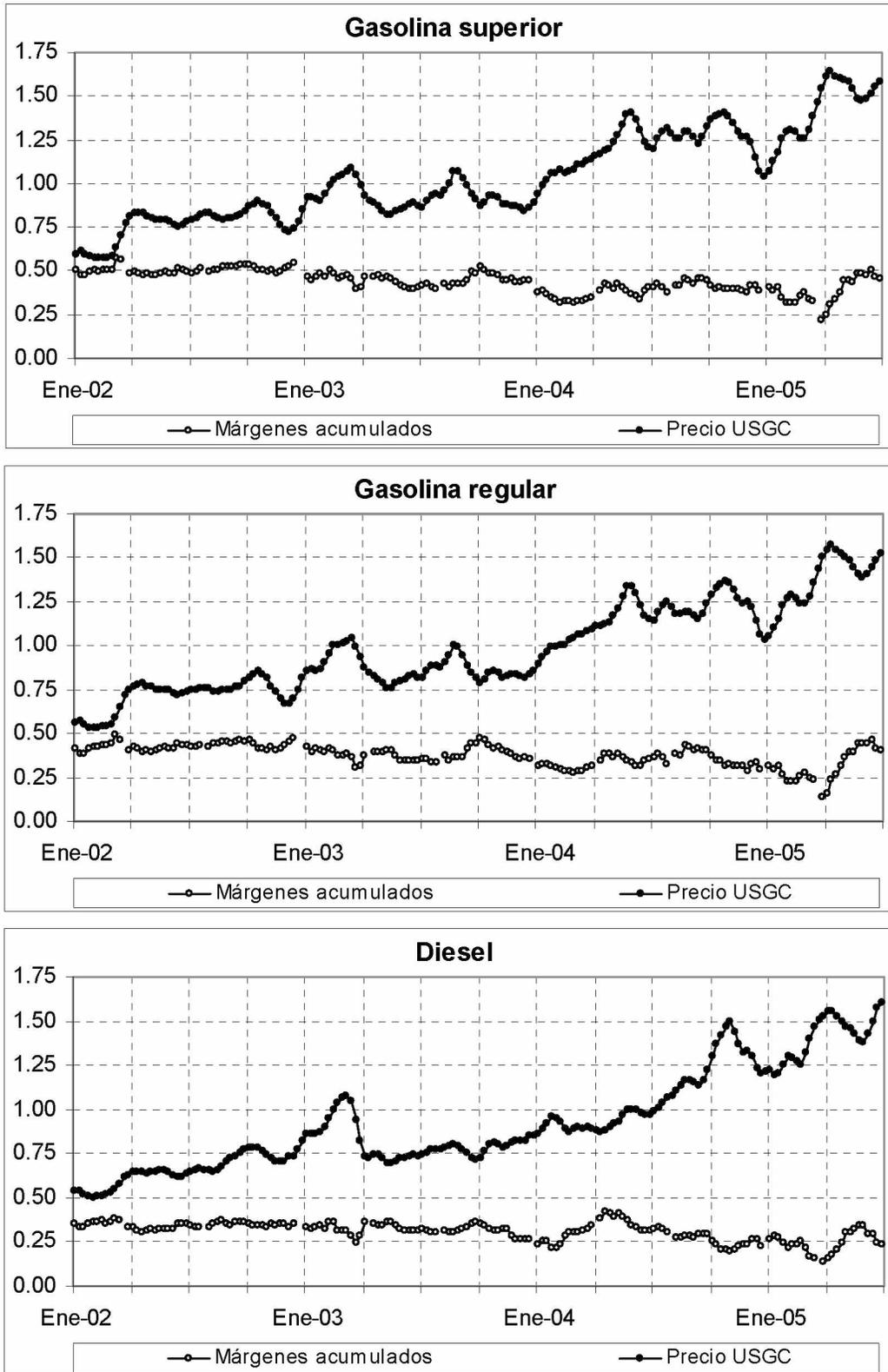


Gráfico 6

NICARAGUA: PRECIOS USGC Y MÁRGENES ACUMULADOS

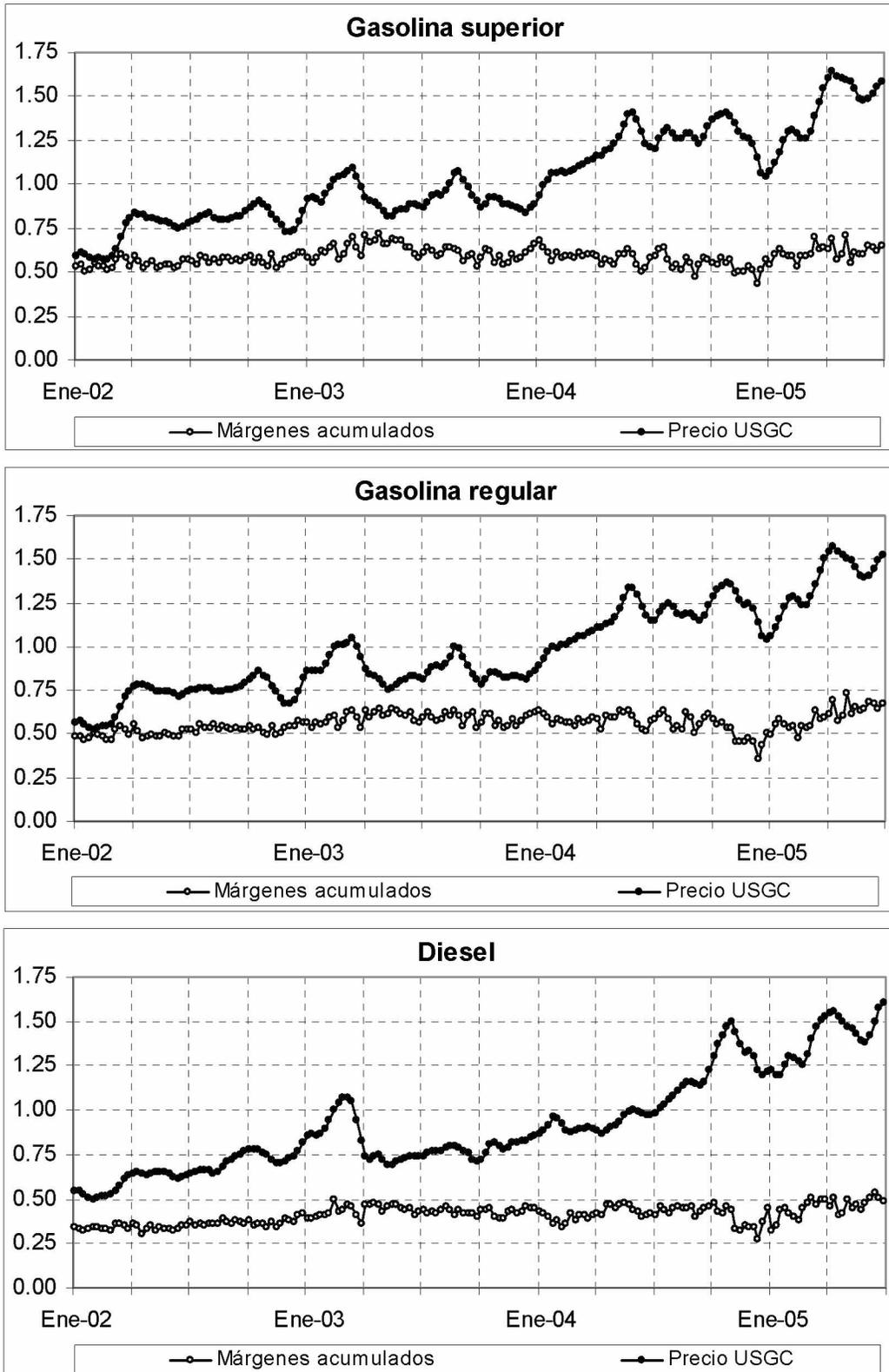


Gráfico 7

COSTA RICA: PRECIOS USGC Y MÁRGENES ACUMULADOS

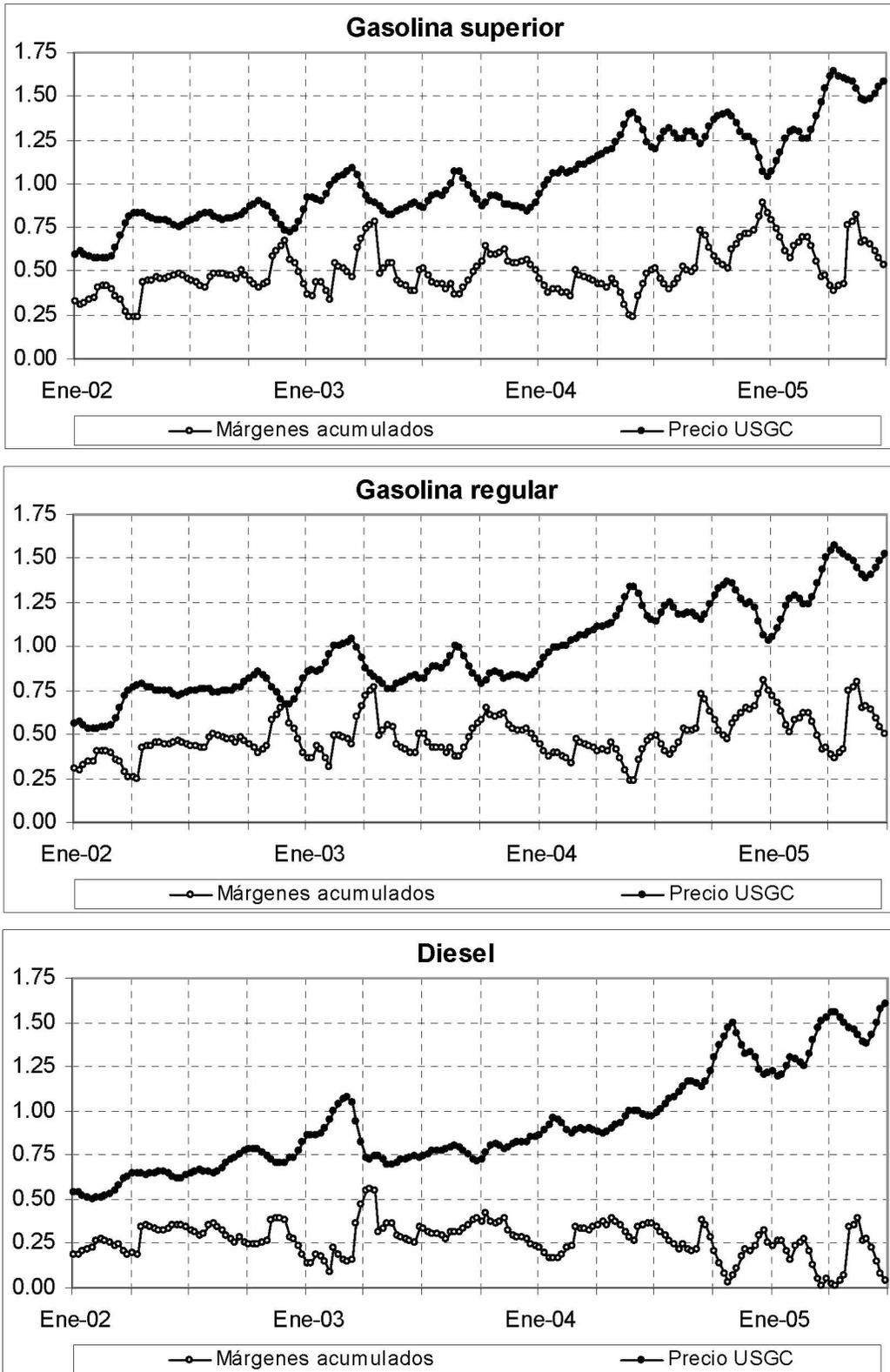
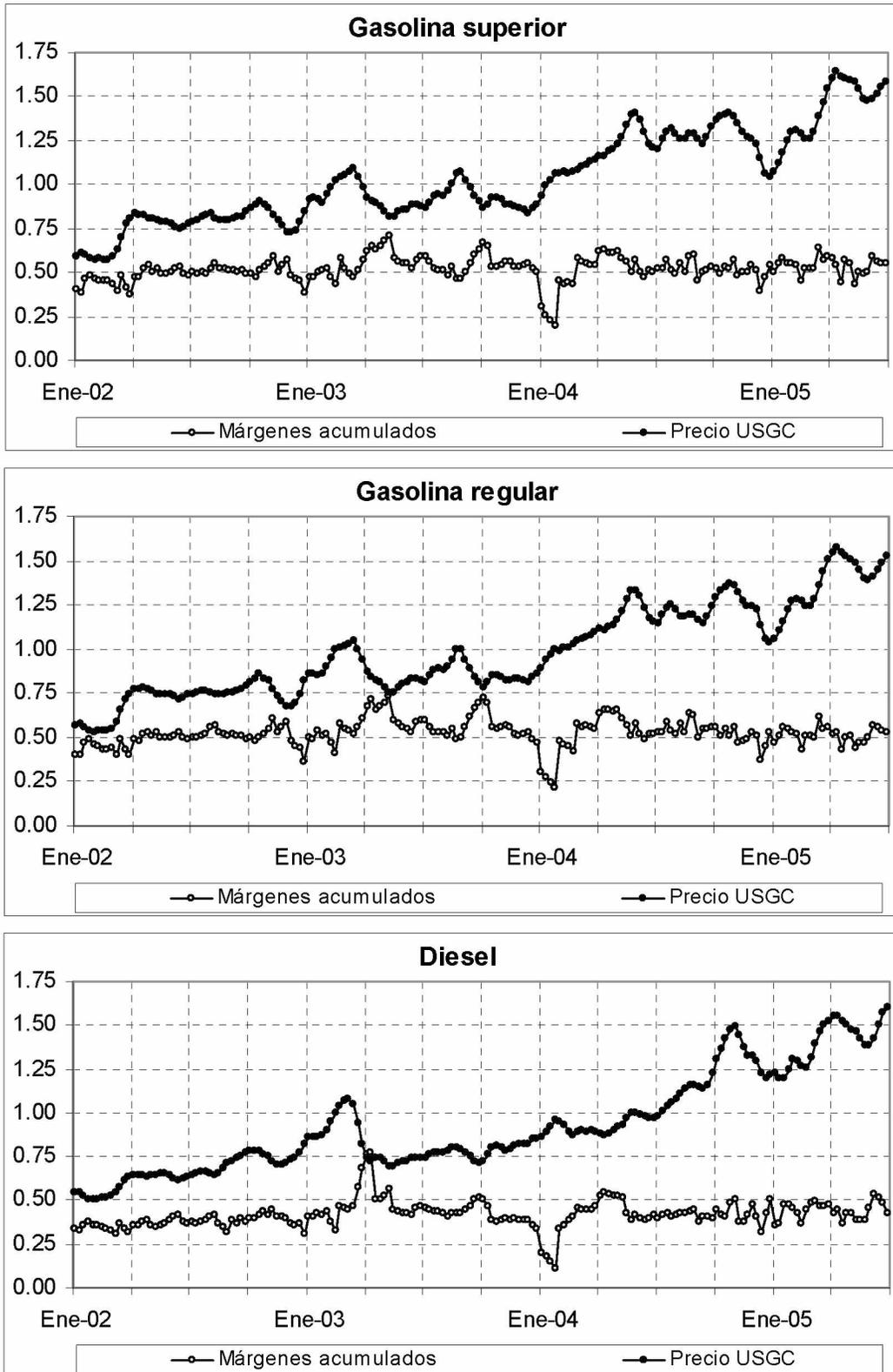


Gráfico 8

HONDURAS: PRECIOS USGC Y MÁRGENES ACUMULADOS



Por último, conviene señalar que la sustitución temporal del impuesto específico por aranceles —implementada desde la segunda mitad de diciembre de 2004—, así como los cambios drásticos de precios en el mercado internacional de los últimos meses, han desordenado significativamente el comportamiento del mercado, dando como resultado una elevación dramática en los márgenes de los combustibles, especialmente en las gasolinas, pero aún siguen siendo menores los del Istmo Centroamericano.

De acuerdo con los márgenes conglobados, sigue Panamá, donde los márgenes promedio experimentaron una fuerte reducción, de 0,42 a sólo 0,31 dólares por galón, entre los dos períodos estudiados. El cierre de la refinería permitió eliminar el sistema de protección que favorecía altos niveles de precios. En este sentido, conviene mencionar que la Comisión de Libre Competencia y Asuntos al Consumidor (CLICAC) realizó un estudio sobre la industria de combustibles de Panamá, el cual concluye que esa política de precios había ocasionado una transferencia de los consumidores a las empresas petroleras, del orden de 73 millones de dólares (CLICAC, 1999). Luego del cierre de la refinería, Panamá utilizó una fórmula de precios paridad de importación, con factores técnicos bastante competitivos, hasta abril del 2005, cuando el mercado fue totalmente liberado. A pesar de tener altos índices de concentración en los dos primeros segmentos, existen algunos factores que podrían explicar la reducción notable de los márgenes conglobados en los dos períodos de estudio. Entre ellos es posible señalar la capacidad de almacenamiento disponible en las ZLP para cualquier actor interesado en entrar, y el creciente aumento del número de estaciones de servicio independientes, también se encuentra la campaña periodística de divulgación del MICI dando el precio sugerido a nivel de estaciones de servicio, por área geográfica.⁷⁵

Comparado con Guatemala, Panamá tiene algunos factores que tienden a elevar los márgenes —menor incentivo fiscal por depreciación de activos fijos y superiores salarios y costo de terrenos—, aunque compensados parcialmente con otros a su favor, de menor peso relativo, que producen el efecto contrario (inferior riesgo país y mayores ventas por estación de servicio). En consecuencia, para lograr el mismo nivel de competitividad, los márgenes panameños deberían de ser ligeramente superiores a los guatemaltecos, lo cual todavía no se observa (la diferencia es grande), si se descartan los resultados de Guatemala durante el primer semestre de 2005, en que los ajustes tributarios produjeron una fuerte elevación en los márgenes, aparentemente temporal.

En tercer lugar se ubica El Salvador, con una fuerte dinámica de reducción de los márgenes conglobados, aunque perdió el segundo lugar que tenía en la región, durante el período 1999-2002. En El Salvador los márgenes bajaron de 0,40 a 0,34 dólares para los períodos mencionados, como efecto de la liberación del mercado, con un crecimiento rápido de la participación de las estaciones de servicio independientes; mientras que en 2000 este tipo de estaciones era de sólo dos, en 2004 su número se elevó a 68, que representan 18% del total. Estos resultados se obtuvieron a pesar de tener también altos niveles de concentración en casi todos los segmentos, pero la existencia de estaciones de bandera blanca y la entrada de nuevos actores en la importación podrían explicar este proceso de reducción de márgenes.

⁷⁵ El precio sugerido a nivel de estaciones de servicio lo calcula la DGH, como la suma del precio paridad importación exterminal más márgenes razonables para los otros actores en la cadena de suministro, hasta la estación de servicio.

En contraste con El Salvador, Panamá se encuentra en una mejor posición relativa, no sólo porque sus márgenes son un poco más bajos, sino en particular porque esto se logra con factores económicos menos favorables: una mayor tasa de impuesto sobre la renta (30% versus 25%), menores tasas de depreciación de activos fijos, más altos costos del terreno y mano de obra, así como ventas promedio por estación de servicio 23% inferiores.

Un cambio brusco se presentó en Costa Rica, país que perdió el liderazgo que tenía con respecto a márgenes conglobados en el primer período, para pasar al cuarto sitio en el período reciente, ya que el margen promedio ponderado ha sufrido un alza significativa. En efecto, el margen promedio pasó de 0,32 dólares por galón durante el período 1999-2002, a 0,40 dólares en 2003-2005. Esto se explicaría principalmente por el sistema de regulación basado en costos (*cost plus*), que al aumentar los requerimientos de flujo de caja para financiar las inversiones de la empresa —modernización y ampliación de sus instalaciones— en el segundo período, estaría incidiendo en el nivel de precios. Esta situación se presenta a pesar de factores favorables, ya que su suministro de crudo y derivados se realiza en la Costa del Atlántico, es decir, no paga el tránsito por el Canal, y cuenta con un sistema de poliductos que reducen los costos de transporte local. Conviene mencionar que los márgenes de detallista son elevados y no pertenecen a Recope, ya que no participa en este segmento, de forma que la empresa estatal no percibe todo el margen conglobado.

Si se le compara con Panamá, Costa Rica es muy semejante en la mayoría de los factores económicos que afectan los márgenes; aunque los salarios costarricenses son los más altos de la región, éstos son compensados en parte con ventas por estación de servicio 55% mayores que las panameñas. Por lo tanto, en años recientes el sistema de regulación de precios de este país ha producido resultados inferiores que los posibles de lograr en un mercado competitivo.

En el nivel más alto de márgenes, con marcada tendencia al alza, se encuentran Honduras y Nicaragua. En el primero, los márgenes promedio ponderados aumentaron de 0,40 a 0,48 dólares por galón, entre los períodos 1999-2002 y 2003-2005, en tanto que en el segundo subieron de 0,43 a 0,50 dólares, durante los mismos períodos.⁷⁶ Aunque frente al resto de la región el elevado nivel de estos márgenes está influenciado por su alto riesgo país, este efecto es compensado con los bajos costos de la mano de obra y de terrenos (esto último especialmente en Nicaragua, donde además cuenta con tasas de depreciación de activos fijos muy atractivas para los inversionistas). En consecuencia, una vez que se descuenta la influencia de los factores relevantes, los dos países mencionados presentarían el desempeño más pobre del Istmo Centroamericano. Cabe destacar que Guatemala muestra factores muy semejantes a Honduras, excepto en el caso del riesgo país que es compensado con la diferencia de ventas por estación de servicio; no obstante, sus márgenes son radicalmente distintos.

Estos resultados obtenidos en Honduras implican que los precios están siendo regulados por una fórmula de precios de paridad con factores que no representan condiciones de suministro competitivo. Por ejemplo, los márgenes para las estaciones de servicio son los más altos de la

⁷⁶ Para considerar el efecto de los precios diferenciados establecidos por las empresas petroleras en diferentes años en estaciones de servicio, se hizo una estimación con algunas suposiciones para el período 1999-2005. El resultado indicó que los márgenes promedio acumulados habrían sido menores en un centavo por galón, de forma que éstos pasaron de 0,42 a 0,49 dólares en el período de estudio, cercanos a los valores obtenidos en Honduras.

región, sin que existan razones económicas para ello. Se debe recordar que los cambios introducidos a comienzos de 2005 mejoraron la representatividad de dichos factores, pero su efecto en los cálculos de márgenes conglobados fue muy reducido, ya que sólo se aplicaron algunos meses del primer semestre de ese año.

En la situación más difícil se encontraría Nicaragua por sus altos márgenes conglobados. Los factores clave que explicarían esta situación son el reducido tamaño de su mercado, aunado a la posición dominante de una empresa casi en todos los segmentos de la cadena de abastecimiento, con una alta capacidad de almacenamiento y fuertes barreras a la entrada.

4. Capacidad institucional del Estado para supervisar los mercados de hidrocarburos

Como se ha dicho, las direcciones generales de hidrocarburos son los entes encargados por los gobiernos centroamericanos para supervisar y/o regular los mercados de derivados del petróleo. Sin embargo, se detecta en la mayoría de los países una debilidad de estas direcciones ante empresas y grupos de interés muy poderosos: empresas multinacionales, gremios de transportistas y de estaciones de servicio. Un punto clave es el apoyo político a las gestiones emprendidas por estas direcciones generales de hidrocarburos en el pasado. La experiencia ha demostrado que, a pesar de contar con el respaldo de los responsables directos, los ministros responsables de este subsector están expuestos a fuertes presiones de tipo político, diplomático, gremial popular, entre otros. Esto ha permitido que en algunos países las empresas petroleras hayan conseguido de los beneficios autoridades que no hubieran obtenido en un mercado con mayor nivel de competencia.

La capacidad institucional para supervisar el mercado implica tener los recursos para dar seguimiento a los mercados internacionales de petróleo mediante publicaciones especializadas (muy costosas), ejecutar campañas de sondeo de precios de los derivados en las estaciones de servicio y divulgarlos, así como supervisar cantidad y la calidad de los combustibles, entre otros. Esto último requiere de laboratorios certificados internacionalmente; en la actualidad sólo Panamá cuenta con tres laboratorios certificados y en los demás países están sin certificar.

En mercados tan concentrados, con una industria tradicionalmente propicia a los cárteles y a las colusiones, el Estado debe contar con leyes antimonopolistas para la defensa del bienestar de la sociedad. En este sentido, las comisiones encargadas de aplicar dichas leyes también deben disponer de los recursos y la autonomía necesarios. En América Central cuatro países disponen de estas herramientas, dos de ellas de reciente creación.⁷⁷ La falta de una legislación adecuada o su correcta aplicación ha favorecido en algunos países las colusiones entre las firmas existentes, o el mantenimiento de márgenes elevados con respecto a un mercado más competitivo. Un punto relevante es la relación entre el ente regulador de la industria petrolera y la comisión de defensa de la competencia. La coordinación entre estas dos instituciones requiere de leyes claras al respecto, así como de una estrecha comunicación.

⁷⁷ La Comisión de Libre Competencia y Asuntos al Consumidor (CLICAC) ha recibido denuncias sobre supuestas conductas ilícitas de una de las empresas mayoristas.

BIBLIOGRAFÍA

- Alcántara, Porfirio (2005), “Diseño de acceso a la infraestructura del transporte”, Proyecto de Reforma del Sector Hidrocarburos de Honduras, enero.
- Angelier, Jean P. (1997), "Economie industrielle. Une méthode d'analyse sectorielle", PUG, Grenoble.
- Bain, J. S. (1999), “Barriers to New Competition”, *Harvard University Press*, Estados Unidos.
- Baumol, W. J., John C. Panzar y Robert D. Willig (1982), "Contestables Markets and the Theory of Industry Structure", Hartcourt Brace, N. Y., Estados Unidos, Revision (1988), Orlando.
- BCIE (Banco Centroamericano de Integración Económica), BID (Banco Interamericano de Desarrollo) y CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2001), *Plan Puebla Panamá: iniciativas mesoamericanas y proyectos*, Grupo Técnico Interinstitucional para el Plan Puebla–Panamá, junio.
- Cabral, L. M. B. (2000), “Introduction to Industrial Organization”, *The MIT Press*, Cambridge, Mass.
- Carlton, D. W. y Jeffrey M. Perloff (1999), “Modern Industrial Organization”, Addison Wesley, Estados Unidos.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2005a), *Istmo Centroamericano: Estadísticas de hidrocarburos, 2004* (LC/MEX/L.675), agosto.
- _____ (2005b), *Costa Rica: Evolución económica durante 2004 y perspectivas para 2005* (LC/MEX/L.666), julio.
- _____ (2005c), *El Salvador: Evolución económica durante 2004 y perspectivas para 2005* (LC/MEX/L.665), julio.
- _____ (2005d), *Guatemala: Evolución económica durante 2004 y perspectivas para 2005* (LC/MEX/L.667), julio.
- _____ (2005e), *Honduras: Evolución económica durante 2004 y perspectivas para 2005* (LC/MEX/L.669), julio.
- _____ (2005f), *Panamá: Evolución económica durante 2004 y perspectivas para 2005* (LC/MEX/L.668), julio.
- _____ (2005g), *Nicaragua: Evolución económica durante 2004 y perspectivas para 2005* (LC/MEX/L.662), junio.

- _____ (2004a), *Análisis de coyuntura de los precios del petróleo en el Istmo Centroamericano* (LC/MEX/L.641), noviembre.
- _____ (2004b), *Análisis de los márgenes acumulados semanales de las gasolinas y el diesel en los países del Istmo Centroamericano, 2002-2004* (LC/MEX/L.643), México, D. F., noviembre.
- _____ (2004c), *Istmo Centroamericano: Estadísticas de hidrocarburos, 2003* (LC/MEX/L.634), octubre.
- _____ (2004d), *Estrategia para el fomento de las fuentes renovables de energía en América Central* (LC/MEX/L.620), agosto.
- _____ (2004e), *Aspectos complementarios para la definición de un programa de bioetanol en América Central* (LC/MEX/R.857), mayo.
- _____ (2004f), *Perspectivas de un programa de biocombustibles en América Central* (LC/MEX/R.606), marzo.
- _____ (2003), *Propuesta para una estrategia sustentable del subsector hidrocarburos en Centroamérica* (LC/MEX/L.582), noviembre.
- Chevalier, J. M. (1995), "L'économie industrielle des stratégies d'entreprises", Montchrestien, París.
- Coase, R. H. (1988), "The Firm, the Market and the Law", University of Chicago Press, Chicago.
- FUSADES (Fundación Salvadoreña para el Desarrollo Económico y Social) (2004), Ley de competencia, Boletín de Estudios Legales, N° 48, San Salvador, El Salvador, diciembre.
- Giraud, P. N. (1991), "Initiation à l'économie industrielle. Concepts et méthodes", Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Mackenzie, C. (2004), "New Steam for Old Engines", OEA, *Revista Américas*, Washington, julio/agosto, Vol. 56, N° 4.
- MINAE (Ministerio de Ambiente y Energía) (2001), *Plan Nacional de Energía 2001-2001*, San José.
- MINAE/DES (Dirección Sectorial de Energía) (2003), *Situación del gas licuado de petróleo en Costa Rica*, Publicación N° 185, San José, mayo.
- Morvan, Y. (1988), "Fondements d'économie industrielle", Montchrestien, París.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (s/f), "Sistema de información económico energética (SIEE)".

- OLADE, ARPEL Banco Mundial (2002), *Latin Americana and the Caribbean Refinery Sector Development Project*, reporte final, agosto.
- Porter, M. E. (1980), "Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competition", *The Free Press*, Nueva York.
- Rainelli, M. (1989), "Economie industrielle", Mementos Dalloz, París.
- Scherer, F. M. y David Ross (1990), "Industrial Market Structure and Economic Performance", Houghton Mufflin Co., Boston, tercera edición.
- Shepherd, W. G. (1997), "The Economic of Industrial Organization", 4th edición, Prentice Hall, Nueva Jersey.
- SICA (Sistema de Integración Centroamericana) (2001), *Transformación y modernización de Centroamérica en el siglo XXI*.
- SIECA (Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica Centroamericana) (2001), *Estudio Centroamericano de Transportes*, enero.
- _____ (2001), *Plan Maestro de Transporte 2001-2010*, febrero.
- _____ (1999), *El corredor logístico centroamericano: Un salto cualitativo en la dotación de servicios al comercio exterior de la región*.
- The National Regulatory Research Institute (1996), Determining when Competition is Workable. A Handbook for State Commissions Making Assessments Required by the Telecommunications Act of 1996, Michigan, julio.
- Tirole, J. (1993), "The Theory of Industrial Organization", *The MIT Press*, Cambridge.
- Viscusi, W. K., John M. Vernon y Joseph E. Harrington Jr. (1995), "Economics of Regulation and Antitrust", *The MIT Press*, Cambridge.
- Waterson, M. (1984), "Economic Theory of the Industry", *Cambridge University Press*, Cambridge.
- Williamson, O. E. (1975), "Markets and Hierarchies. Analysis and Antitrust Implications", *The Free Press*, Nueva York.
- Williamson, O. E. y Sidney G. Winter, ed. (1993), "The Nature of the Firm. Origins, Evolution and Development", *Oxford University Press*, Oxford.

PÁGINAS DE INTERNET

Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), Costa Rica <<http://www.minae.go.cr/>>
Dirección Sectorial de Energía, MINAE, Costa Rica <<http://www.dse.go.cr/>>
Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Costa Rica <<http://www.aresep.go.cr/>>
Refinadora Costarricense de Petróleo <<http://www.recope.go.cr/>>
Bufete Saborio & Coto <<http://www.cesdepu.com/>>
Ministerio de Economía, El Salvador <<http://www.minec.gob.sv/>>
Ministerio de Energía y Minas, Guatemala <<http://www.mem.gob.gt/>>
Superintendencia de Administración Tributaria, Guatemala <<http://portal.sat.gob.gt/portal/>>
Refinería del Motagua, S.A, Guatemala <<http://www.r-mot.com.gt/>>
Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente, Honduras <<http://www.serna.gob.hn/>>
Secretaría de Industria y Comercio, Honduras <<http://www.sic.gob.hn/>>
Comisión Nacional de Energía, Nicaragua <<http://www.cne.gob.ni/>>
Instituto Nicaragüense de Energía, Nicaragua <<http://www.ine.gob.ni/>>
Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor, Panamá <<http://www.clicac.gob.pa/>>
Ministerio de Economía y Finanzas, Panamá <<http://www.mef.gob.pa/>>
<<http://www.clicac.gob.pa/>>
Petroterminal de Panamá <<http://www.petroterminal.com/ptpsite/>>
Secretaría General del Sistema de la Integración Centroamericana <<http://www.sgsica.org/>>
Secretaría de Integración Económica Centroamérica <<http://www.sieca.org.gt/>>
Organización Latinoamericana de Energía <<http://www.olade.org.ec/>>