

CAPÍTULO

11

El desafío regional de contar con energía para el desarrollo

INDICE

Hallazgos relevantes	438
Valoración general 2008	439
Introducción	441
Situación energética de Centroamérica	441
Una región rezagada y dependiente en el marco energético internacional	441
Poca diversificación en la oferta de energía	444
El petróleo y la leña concentran la mayor parte del consumo	450
Crecimiento económico y energía para el desarrollo humano	452
Un desarrollo económico marcado por el consumo energético	452
Disparidades en el mercado energético centroamericano	453
Implicaciones económicas de los patrones de consumo	456
Implicaciones ambientales y acciones para la sostenibilidad	459
Impactos energéticos y emisiones generan preocupación internacional	459
Acciones regionales para la eficiencia energética y la reducción de gases de efecto invernadero	462

PREGUNTA GENERADORA

¿En qué medida Centroamérica está optimizando el uso de los recursos y el potencial energético para ampliar sus oportunidades de desarrollo humano sostenible?

Preguntas específicas

1. ¿Cuál es la capacidad actual y potencial de la región para producir energía?
2. ¿En qué se diferencian los patrones de consumo de energía del istmo de los de otros países y regiones del mundo?
3. ¿Cuál es la capacidad de generación de energía para satisfacer la demanda asociada al desempeño económico?
4. ¿En qué medida los niveles de desempeño económico determinan variaciones en el consumo de energía?
5. ¿Cuál es el impacto que provocan los patrones de generación y consumo sobre los recursos naturales y la calidad del ambiente?
6. ¿Qué efecto tiene, sobre las variables macroeconómicas, que se busque satisfacer el déficit de energía con fuentes importadas?

HALLAZGOS RELEVANTES

>> La capacidad por desarrollar en fuentes renovables supera con creces la demanda de energía eléctrica del istmo. En el año 2006, esa demanda fue de 6.225 MW, menos de una tercera parte del potencial existente.

>> El potencial estimado en recursos hidroeléctricos es de 22.068 MW, en recursos geotérmicos de 2.928 MW y en recursos eólicos de 2.200 MW. Solo se aprovecha un 17% del potencial en hidroelectricidad y un 15% en geotermia.

>> La capacidad instalada eléctrica en el año 1990 era de 4.129 MW. Para el 2006 ascendió a 9.321 MW, con un incremento del 125%.

>> La demanda eléctrica máxima pasó de 3.631 a 6.226 MW en el período 1995-2006, es decir, registró un crecimiento del 71%.

>> La participación de las fuentes renovables en la generación de electricidad ha bajado de 70% en 1990 a 55% en 2006; entre tanto, la generación térmica a base de *fuel oil* y *diesel* pasó de 30% a 45% en ese mismo período.

>> El índice de electrificación en el istmo varía desde 60% en Nicaragua hasta 98,3% en Costa Rica, ambas cifras correspondientes al 2006.

>> El consumo total de energía en el año 2005 se abasteció en un 45% de hidrocarburos, un 38% de biomasa, un 12% de electricidad y un 5% de otras fuentes.

>> El consumo total de derivados de petróleo para el 2006 fue de 97,6 millones de barriles, con un crecimiento absoluto del 51% en el período 1995-2006. Pasó de representar un 34,2% a un 44,8% del consumo total.

>> El consumo de hidrocarburos para generación eléctrica aumentó un 557% entre 1990 y 2006.

>> El sector transporte utiliza el 66% del consumo total de derivados de petróleo.

>> Desde 1995 la leña ha disminuido su participación en el consumo final de energía, al pasar de 51,9% en 1990 a 37,7% en el 2005.

>> La factura petrolera representó el 6,6% del PIB regional en 2006.

>> En el 2006, las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del consumo de petróleo fueron de 38 millones de toneladas de dióxido de carbono, 1,2 millones de toneladas de óxido de carbono, 272.000 toneladas de óxido de nitrógeno y 166.000 toneladas de dióxido de azufre. Estas emisiones han crecido en forma sostenida desde 1990.

VALORACIÓN GENERAL 2008

Centroamérica enfrenta serios problemas para garantizar el abastecimiento de energía necesario para impulsar el crecimiento económico y ampliar las oportunidades de desarrollo humano sostenible para su población. Los principales factores que determinan esta situación son la alta dependencia de hidrocarburos importados, que representan el 45% del consumo energético total, y patrones de uso poco eficientes. El acelerado incremento del precio internacional del petróleo reduce el margen de maniobra para mejorar este desempeño, y limita las posibilidades para aprovechar el alto potencial de la región en fuentes limpias y sostenibles. Esta dependencia resulta en condiciones que aumentan la desigualdad y las brechas con otras zonas del mundo, entre los países y dentro de estos.

Una de estas brechas tiene que ver con el desarrollo desigual entre las regiones. El 52% del consumo de energía primaria mundial está concentrado en cinco países, Centroamérica representa una parte poco significativa a nivel global. Esto se une a grandes diferencias en el aprovechamiento de las tecnologías disponibles y de mecanismos eficientes. El consumo de petróleo se debe mayoritariamente al sector transporte y de generación eléctrica, en tanto que el empleo de leña -segunda fuente de energía en la región- corresponde sobre todo al sector residencial y a las zonas rurales. Asimismo, las naciones centroamericanas tienen características disímiles en sus patrones de consumo energético, relacionadas en general con el grado de desarrollo humano. Los contrastes se notan en aspectos como la eficiencia en el uso de la energía y la cobertura de los servicios, pero la región como un todo muestra grandes rezagos en comparación con los países desarrollados en varios rubros.

Por otra parte, a lo largo del istmo se observan condiciones desiguales en cuanto

al aprovechamiento de la energía como instrumento de desarrollo humano. Más de 7,8 millones de centroamericanos no reciben energía eléctrica en sus hogares, y hay un débil acceso a fuentes limpias y a tecnologías eficientes y baratas, que reduzcan los impactos en su salud y en el costo de la vida. En gran parte del área, la satisfacción de necesidades en este ámbito está todavía determinada por el uso de la leña, que en 1990 representaba más de la mitad del consumo regional y en 2006 se ubicó en 38%, manteniéndose así como una importante fuente generadora de emisiones y de presión sobre los bosques.

El uso intensivo de hidrocarburos y leña también causa desequilibrios en el ambiente. Un escaso e ineficiente aprovechamiento de las fuentes renovables propias, así como los rezagos tecnológicos, estructurales y culturales de la región, generan un alto desperdicio y un fuerte impacto ambiental. Esto se expresa en una mayor emisión de gases de efecto invernadero, degradación del recurso hídrico, deforestación y otros fenómenos que inciden directamente sobre la calidad y disponibilidad futura de recursos naturales.

Todo lo anterior se agrava en un marco internacional complejo, de altos precios y perspectivas de agotamiento petrolero. Se estima que en las primeras décadas del tercer milenio se presentará el "pico petrolero", momento en que la producción empezará a declinar, pese a una creciente demanda. En competencia con el crecimiento sostenido de grandes países como China y la India, esto implica riesgos de desabastecimiento y altos costos para las pequeñas economías regionales, que destinan un porcentaje cada vez mayor de su PIB a la compra de hidrocarburos. El aumento de la factura petrolera (132% en el período 2000-2006) reduce la competitividad, dispara la inflación y ensancha el déficit comercial de economías cuyo crecimiento está fuertemente ligado al uso de energía. La presión inflacionaria afecta los ingresos reales de la población y el

acceso a este recurso, en especial para los sectores de menores ingresos.

La dependencia petrolera no es una característica exclusiva de Centroamérica. No obstante, algunos países han tomado previsiones para afrontar los desafíos derivados del obligado cambio en las fuentes mundiales de energía. Ciertamente en el área se han dado algunos esfuerzos, entre los que destaca la construcción de un sistema de interconexión regional (Siepac), pero aún se pueden generar mayores acercamientos para maximizar el aprovechamiento de los recursos naturales, financieros y tecnológicos de los países a escala regional. Las posibilidades de negociación conjunta en ciertos ámbitos y el impulso de acciones comunes en materia de estándares ambientales y colaboración técnica y económica, podrían viabilizar el desarrollo del potencial regional en cuanto a fuentes renovables y limpias de energía.

El panorama energético actual de Centroamérica plantea desafíos en dos horizontes temporales, ante los cuales resulta imprescindible dirigir la mirada a las lecciones aprendidas dentro y fuera de la región. En el corto plazo se debe impulsar el uso racional de la energía, así como promover acciones en el sector de transporte público, como la sectorización de rutas en las zonas urbanas, buscando disminuir el transporte privado y, consecuentemente el consumo de gasolinas y *diesel*. En el largo plazo, es preciso definir estrategias y políticas para garantizar los niveles de inversión necesarios para diversificar la matriz energética y modificar la estructura de consumo. La situación presente es difícilmente sostenible y, de mantenerse, limitará las oportunidades de mejorar las condiciones económicas, sociales y ambientales de la población centroamericana.

CAPÍTULO

11

El desafío regional de contar con energía para el desarrollo

Introducción

El objetivo del presente capítulo es analizar la situación energética de Centroamérica, observando el estado de la producción y el consumo, su relación con la economía regional y sus implicaciones ambientales. Para esto se describen las tendencias recientes en la producción y uso de energía, y las características asociadas a la dependencia petrolera y la escasa diversificación. La idea central es identificar los desafíos para garantizar la energía necesaria hacia futuro, en un marco que considere las limitaciones del área y sus capacidades económicas, potencial natural y patrones de consumo, de cara a un uso eficiente, amigable con el ambiente y que acompañe el crecimiento económico con el horizonte del desarrollo humano sostenible.

Esta es la primera vez que este Informe presenta un capítulo dedicado exclusivamente a este tema. El *Segundo Informe sobre Desarrollo Humano en Centroamérica y Panamá* (2003) ya había señalado algunos de los problemas e impactos que los patrones de uso de los recursos dejaban sobre el desarrollo humano. Planteaba que la huella ecológica es “causada por los efectos acumulados de los procesos de deforestación, erosión de suelo, sedimentación de ríos y creciente contaminación de aguas subterráneas y superficiales, que se originan en patrones

de consumo creciente de recursos naturales y energéticos, procesos de urbanización desordenados y deficiente manejo de desechos sólidos y líquidos” (Proyecto Estado de la Región-PNUD, 2003). También hizo ver algunas situaciones de incapacidad para satisfacer la tasa de crecimiento de la demanda energética en los años noventa, lo que provocaba racionamientos, incrementaba la dependencia de los hidrocarburos y generaba presión sobre los recursos forestales, por el uso intensivo de leña.

Este capítulo se divide en tres apartados. En el primero se analiza la situación energética de Centroamérica en el contexto internacional y en cuanto a su oferta y consumo. En la segunda parte se estudia la relación entre crecimiento económico y energía, describiendo los impactos económicos de los patrones imperantes en esta materia. En el tercer apartado se observan las implicaciones ambientales del uso energético y las acciones nacionales y regionales en este ámbito.

Situación energética de Centroamérica

Centroamérica posee una gran riqueza natural, que incluye un importante potencial para la generación de energía renovable. Con variaciones entre los países, existe una disponibilidad relativamente amplia de fuentes hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, biomásicas

y otras que podrían, en un marco de mayor planificación y con mejor control de los patrones de consumo, formar una plataforma de apoyo al crecimiento económico, sin descuidar la sostenibilidad. No obstante, la región muestra una preocupante dependencia de la importación y consumo de hidrocarburos fósiles, y presenta notables rezagos tecnológicos y culturales que debilitan el uso racional, eficiente y ambientalmente sostenible de la energía. Hay poca diversificación en el aprovechamiento de las fuentes y un desarrollo dispar en su uso. En este apartado se analizan la composición y los alcances de la oferta y el consumo de la región, comparados entre los países del área y con el entorno internacional.

Una región rezagada y dependiente en el contexto energético internacional

A nivel mundial existen en materia energética algunos patrones similares en todas las regiones, pero también problemas diferenciados. En general, el petróleo continúa siendo la fuente más importante: aporta el 35,8% del total de la oferta mundial, seguido por el carbón (28,4%), el gas natural (23,7%), la hidroelectricidad (6,3%) y la energía nuclear (5,8%). Esto significa que el 87,9% de la oferta está constituido por fuentes fósiles. A pesar de la persistente dependencia del petróleo, su consumo

se ha desacelerado en los últimos años. En el período 2000-2005, el mayor crecimiento relativo se dio en la energía fotovoltaica, con una tasa anual promedio de 29,2%, seguida por la eólica con 26,4% y los biocombustibles con 17,1%. Mientras tanto, las fuentes tradicionales presentaron un dinamismo menor: el carbón creció 4,4% y el petróleo 1,6%. El combustible con mayor aumento es el carbón, 10,2% entre 2005 y 2006, frente a un 2,2% del petróleo (Cepal y SICA, 2007), cuyo comportamiento se debe en parte a sus altos precios. Lo anterior reitera la necesidad de ir modificando la dependencia de un producto con alto costo económico y ambiental.

En total, la oferta de energía primaria comercial ascendió a 78.383 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep)¹ en el 2006. El aprovechamiento

de esta oferta está altamente concentrado: cinco países consumen el 52% del total mundial y al sumar cinco más la acumulación llega al 65%. Centro y Suramérica participan solamente con el 4,9% (Cepal y SICA, 2007). Esta concentración se presenta de maneras distintas según la fuente energética, pero con patrones muy similares en cuanto a las zonas acumuladoras (recuadro 11.1).

Como se percibe en el recuadro, la región latinoamericana representa una parte pequeña del uso de energía a nivel mundial. Sin embargo, muestra profundos rezagos tecnológicos en cuanto a eficiencia, lo cual se traduce en impactos económicos, sociales y ambientales. Como se verá más adelante, la situación de Centroamérica es dispar en materia de indicadores energéticos. Un vistazo al panorama mundial sugiere

una caracterización inicial de la región en el contexto internacional y en términos comparativos entre las naciones del istmo. En un estudio de Cepal, Olade y GTZ se plantearon algunos indicadores de sustentabilidad, con el objetivo de permitir la comparación de situaciones² entre los países de la región y entre estos y el promedio de América Latina y el Caribe. Los cinco principales fueron: intensidad de la energía, que corresponde a la cantidad de energía consumida para producir una unidad monetaria (bep/1.000 dólares), consumo final de energía per cápita (bep/habitante), elasticidad de la demanda, índice de electrificación y generación per cápita (Cepal et al., 2003).

En cuanto a la intensidad energética, que evidencia la relación entre la producción económica y la eficiencia en

RECUADRO 11.1

Situación del uso las fuentes de energía en el mundo

Petróleo

Las reservas probadas se situaron en 1,2 billones de barriles a finales de 2006; esta cifra es un 38% más alta que hace veinte años y 15% mayor que hace una década. Al ritmo de producción actual, las reservas de la OPEP alcanzarían para 72 años; en cambio, para los países fuera de la organización solo cubrirían 13,6 años. Las reservas de la OCDE se limitan a 11,3 años. La producción ascendió a 81,7 millones de barriles diarios en 2006. Cinco países aportan el 43,4%, y al considerar los diez más importantes ese nivel sube a 62,2%. Centro y Sudamérica tan solo aportan el 8,8% de ese total.

Gas natural

Este recurso ha tenido una importante demanda en las dos últimas décadas, por sus ventajas económicas y ambientales. Aunque tiende a crearse un mercado mundial (mediante intercambios de gas natural licuado), persiste la inercia de los mercados regionales. Al igual que en el caso del petróleo, las reservas, producción y consumo se concentran en pocos países. A finales de 2006 las reservas probadas

alcanzaron 183 terametros cúbicos (6.405 terapias cúbicos, Tpc), monto que representa un 68% más que en 1986 y un 23% más que hace diez años. Al ritmo de producción actual, y sin descubrimiento de nuevos depósitos, las reservas mundiales serían suficientes para 63,3 años. Los primeros cinco países productores aportan el 63% de la oferta; los diez primeros el 76%. Centro y Suramérica contribuyen apenas con un 5%. Estados Unidos ocupa el primer lugar en el consumo (22%), seguido por Rusia, Irán, Canadá y el Reino Unido. Centro y Suramérica consumen solo el 2,6%.

Carbón, uranio e hidroelectricidad

Las reservas de carbón ascendieron a 909.000 millones de toneladas en 2006. La concentración de reservas probadas es aun mayor que la de los hidrocarburos. Cinco países acaparan el 75,8%, los diez primeros el 91%. Al ritmo de producción actual, las reservas probadas alcanzan para 147 años. El consumo de carbón creció a una tasa promedio anual de 1,9% en los últimos veinte años, con un repunte importante en el período 1996-2006, cuando alcanzó el 2,8%.

El consumo de energía nuclear (4.579 Mbep en 2006) también está altamente concentrado: cinco países absorben el 67,9% y diez países el 85%. Los países de la OCDE acaparan el 84,5% y las naciones en desarrollo solo el 6,3%. El acceso a esta fuente sigue siendo muy limitado. Por su parte, el consumo de hidroelectricidad (4.958 Mbep en 2006) es el que tiene menor grado de concentración: cinco países utilizan el 52,1% y los diez primeros el 65,5%.

Otras fuentes de electricidad

La generación eléctrica a partir de fuentes alternativas (como la energía solar, la eólica, leña y residuos) se incrementó en 170 TWh entre 1994 y 2004, pues su ritmo de crecimiento promedio anual alcanzó el 7,4% en ese período. Cinco países concentran el 52% de la generación a partir de ese tipo de fuentes. Estados Unidos encabeza la lista (97 TWh en 2004), seguido por Alemania (39 TWh).

Fuente: Elaboración propia con base en Cepal y SICA, 2007.

el uso de la energía³, el aprovechamiento en América Latina es menos eficiente que en los países de la OCDE⁴, con una brecha que se ha ampliado desde 1980, sin cambios significativos en la región (gráfico 11.1).

En este mismo indicador, el promedio de América Latina y el Caribe es menor que el de Centroamérica. Sin embargo, la tendencia en el istmo es a disminuir levemente (gráfico 11.2), lo cual apunta a una mejora en la eficiencia. Costa Rica y Panamá muestran valores

inferiores al promedio latinoamericano y, en conjunto con El Salvador, menores que el promedio centroamericano; mientras tanto, Guatemala, Honduras y Nicaragua presentan valores mayores que el promedio regional.

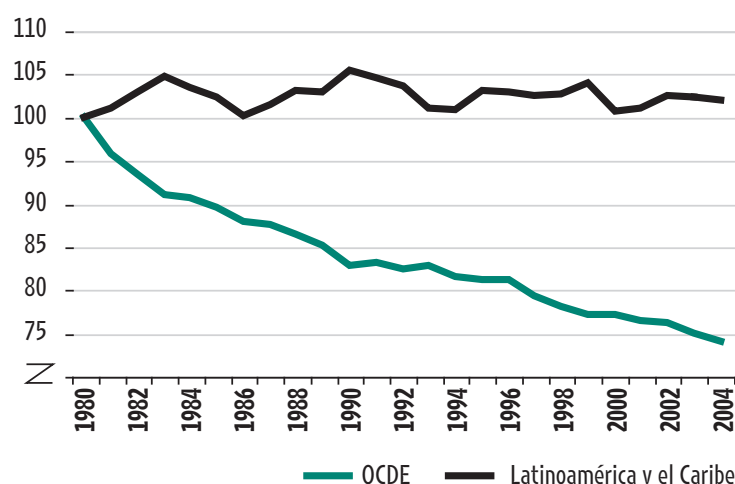
Este valor, a nivel agregado, depende también de otros factores, como la estructura productiva, la estructura de abastecimiento energético, el grado de desarrollo tecnológico y el grado de urbanización de cada país (Cepal, 2003). Esto hace, por ejemplo, que las naciones donde existe un uso intensivo de leña o baja participación de fuentes renovables muestren mayores dificultades para un uso energético racional, sostenible y más amigable con el ambiente.

Otras diferencias en los indicadores de Cepal se aprecian en el consumo final de energía (más detalles en González, 2008). El promedio de América Latina y el Caribe es aproximadamente 1,5 veces el promedio de Centroamérica. Sin embargo, la tendencia en el istmo es a aumentar. Panamá registra valores superiores al promedio regional y a la vez, en los años 2005 y 2006, mayores que el de América Latina y el Caribe. Costa Rica también muestra una tendencia creciente, sin alcanzar el promedio latinoamericano. El Salvador, Honduras y Nicaragua presentan valores inferiores al promedio (aunque los dos últimos con una tendencia a mejorar la productividad). Cabe destacar que las naciones con mayor ingreso utilizan cinco veces más energía per cápita que los países en vías de desarrollo.

La generación per cápita es otra área que muestra situaciones dispares en la región. La de Panamá y Costa Rica es más de tres veces la de Nicaragua y Guatemala, y casi dos veces la de Honduras y El Salvador. Esto complica la capacidad de los países para dotar de servicio eléctrico a su población. Aquellos con menor generación por habitante son a la vez los de menor índice de electrificación, indicador en el cual también existe una brecha importante, que va de un 60% de cobertura en Nicaragua a un 98,3% en Costa Rica (gráfico 11.3).

GRÁFICO 11.1

Evolución de la intensidad energética^{a/} entre los países de la OCDE, América Latina y el Caribe. 1980-2004
(bep/1.000 DÓLARES DE 2000, ÍNDICE 1980=100)

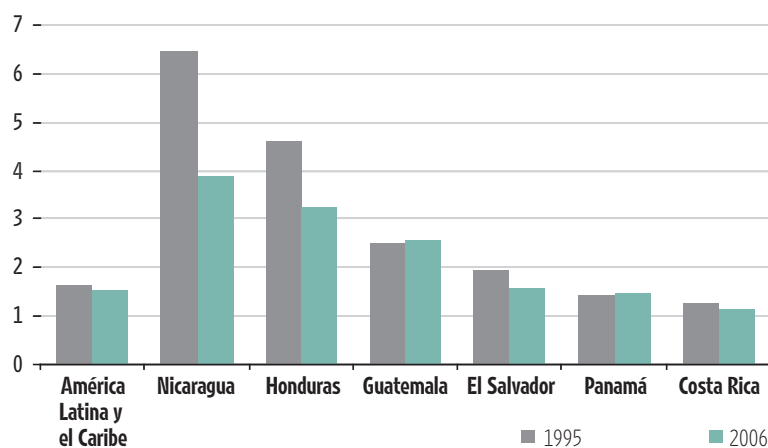


a/ La intensidad energética es la relación entre la energía consumida para la producción de cada unidad monetaria.

Fuente: Cepal, con datos del SIEE de Olade y la base de datos de la AIE.

GRÁFICO 11.2

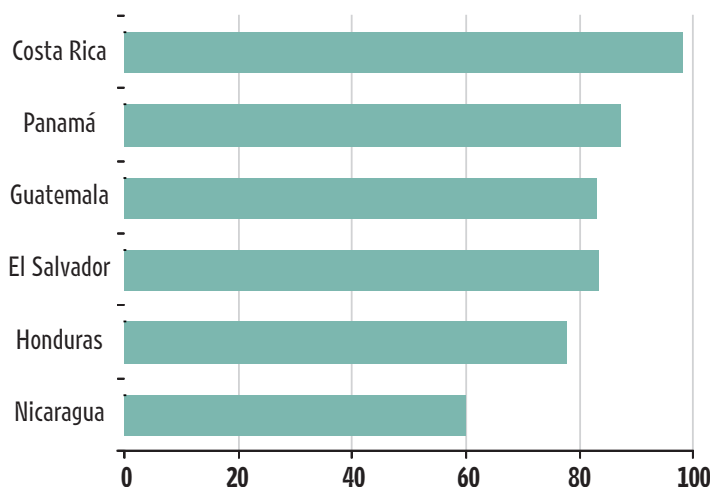
Centroamérica: intensidad energética. 1995 y 2006
(bep/1.000 DÓLARES)



Fuente: Elaboración propia con datos de Olade.

GRÁFICO 11.3

Centroamérica: índice de electrificación por país. 2006
(PORCENTAJES)



Fuente: Elaboración propia con datos de Cepal y SICA.

En este marco, Centroamérica enfrenta el desafío de aprovechar mejor las fuentes y tecnologías existentes, tanto para mejorar su eficiencia en el uso de la energía como para modificar sus patrones de consumo y lograr un menor impacto ambiental. En el mundo, la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para disminuir el consumo y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han producido algunas innovaciones en la generación eléctrica, el transporte, la construcción, los artefactos eléctricos y la industria (recuadro 11.2). No obstante, las posibilidades de mejora en este aspecto están permeadas por limitaciones económicas de los países.

Poca diversificación en la oferta de energía

Ante el panorama expuesto, la situación energética regional presenta tanto problemas coyunturales como estructurales, locales y regionales, que requieren una combinación de esfuerzos individuales y conjuntos. Un estudio del BCIE llama la atención sobre la inexistencia de planificación regional para un mejor aprovechamiento de las fuentes disponibles. Asimismo, plantea que la matriz energética está muy poco

diversificada: se concentra básicamente en la utilización de hidrocarburos y leña; el uso de la energía es ineficiente, sobre todo en el sector transporte, hay poca cultura de ahorro y un desarrollo incipiente de las fuentes renovables. Lo anterior genera un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero y compromete la disponibilidad de energía, en un marco institucional en que las entidades que norman y regulan el sector carecen de poder suficiente para velar por su desarrollo sostenible (BCIE, 2005).

Oferta de hidrocarburos depende de la importación

El principal componente del uso energético en Centroamérica se relaciona con la alta dependencia del consumo de hidrocarburos, tanto para el sector transporte como para la generación de electricidad. Actualmente solo Guatemala tiene producción de petróleo, el cual se exporta casi en su totalidad debido a su alto contenido de azufre⁵. Dado lo anterior, el istmo importa la gran mayoría de los hidrocarburos, en crudos de diferente grado y producto terminado, dependiendo de las características de las economías y refinerías nacionales, así como de los patrones

de consumo de cada país. En algunos casos se han realizado actividades de prospección y exploración⁶.

La producción de Guatemala ha evolucionado desde 9,0 millones de barriles en 2003 a 5,6 millones de barriles en el 2007 (MEM, 2007). Las zonas que poseen cuencas petroleras son Amatique, Petén Norte y Petén Sur, ubicados en la región noreste del país. Las reservas probadas en la cuenca del Petén son de 150 millones de barriles, y existen contratos vigentes de exploración y explotación que en el año 2005 le generaron al Gobierno aproximadamente 80 millones de dólares (Grupo Asesor Petrolero Venezolano, 2006).

La infraestructura portuaria para recibir hidrocarburos no tiene la capacidad suficiente, lo cual incrementa los costos finales de importación e incide en el precio al consumidor de combustibles. En los puertos de Moín en Costa Rica, Acajutla en El Salvador, Corinto en Nicaragua y Bahía de las Minas en Panamá, las operaciones de recibo se realizan en muelles específicos, pero la mayoría se hace por medio de boyas. En El Salvador se inició en el 2005 la construcción del puerto de Cutuco. Aunque los muelles de tipo fijo y los de boya son similares en cuanto a seguridad, los primeros son más costosos; además, si son compartidos, los buques de turismo y de productos perecederos tienen prioridad de atraque, lo que afecta el tiempo y los costos. Cabe destacar que los puertos de Moín en Costa Rica, Santo Tomás y Quetzal en Guatemala y Puerto Cortés en Honduras, tienen el certificado de seguridad del Gobierno de Estados Unidos, lo cual les genera ventajas comparativas en la región del Caribe.

En cuanto a la infraestructura de transporte, en Costa Rica existe un sistema de poliductos para el consumo interno, que opera desde 1977 y está compuesto por dos líneas de 15 centímetros de diámetro y una longitud de aproximadamente 230 kilómetros cada una, que cruza desde la refinería en Moín (en el Caribe) hasta el plantel de Barranca (en el Pacífico norte)⁷. En El Salvador existen ductos para las operaciones marítimas de descarga

RECUADRO 11.2

Avances tecnológicos para reducir el consumo de energía

Algunos de los sectores que más impacto han tenido en el consumo energético mundial, como la generación eléctrica, el transporte, la construcción, los artefactos eléctricos y la industria han realizado esfuerzos para mejorar y producir nueva tecnología.

En la generación de electricidad se han incorporado nuevas tecnologías que reducen las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) hasta en un 15%, entre ellas: ciclos combinados de gas natural, ciclos avanzados de vapor, ciclos de gasificación integrada y combustión de lecho fluidizado subcrítico y supercrítico. Asimismo, se desarrollan tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, las cuales generan electricidad sin emisiones, y se explora una mayor generación renovable a partir de geotermia y luz solar. Una mayor eficiencia en el uso de las redes eléctricas (transmisión y distribución) permitirá la reducción de pérdidas y de emisiones.

En el caso del transporte, las medidas para disminuir el consumo de combustibles fósiles van desde promover cambios en la conducta, hasta reformas normativas y avances tecnológicos que incluyen la diversificación de las fuentes de combustibles y nuevas tecnologías de vehículos. Algunos de estos son: los vehículos *flex-fuel*, desarrollados y utilizados con mucho éxito en Brasil, que funcionan con cualquier rango de etanol en el combustible, mientras que los vehículos convencionales lo pueden usar hasta en un 10%; los vehículos eléctricos, que emplean baterías recargables y cuyo éxito depende del desarrollo de baterías baratas, confiables y de rápida carga; los vehículos híbridos, que pueden usar una combinación de diversas fuentes de

energía. También hay investigación en celdas de combustibles e hidrógeno. En el ámbito normativo se busca incentivar la reducción de emisiones y la inversión en nuevas tecnologías, como en el caso de las normas Euro en la Unión Europea, las normas de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos y las normas estatales de protección ambiental de Japón.

En cuanto a edificios, la arquitectura bioclimática combina el ambiente y la construcción para minimizar el consumo de energía y maximizar el confort. La principal barrera de esta tecnología es que los consumidores rara vez basan su decisión de compra en los costos energéticos, lo cual puede cambiarse con políticas de normalización y estandarización, y campañas de educación sobre sus beneficios. Entre las tecnologías en construcción están: la capacidad de mantener calor en el invierno, eliminar el calor en el verano y permitir la entrada de luz solar. El desarrollo de sistemas de aislamiento es el elemento primordial que permite la disminución del consumo de energía; en Europa hay edificios en los que el consumo energético ha sido reducido al 50%, del cual un 78% es atribuido al aislamiento. Asimismo, los sistemas de aire acondicionado generan un ahorro del 30% al 40% en comparación con los equipos de hace diez años, y en los de ventilación el ahorro es de 15%. En cuanto a iluminación, existen novedosas lámparas, balastos y sistemas de control de iluminación, entre otros. Por ejemplo, las lámparas fluorescentes tienen una eficiencia de entre 70 y 100 lúmenes por *watt*, en contraste con las incandescentes, que solo producen de 10 a 15 lúmenes por *watt*. El nuevo desarrollo son los LED (diodos emisores de luz, o *light*

emitting diodes, por su sigla en inglés) con un consumo mucho menor que el de las lámparas fluorescentes.

Por otro lado, la posibilidad de un uso más eficiente en aparatos eléctricos se da principalmente en nuevos refrigeradores: el más eficiente utiliza el 19% de la energía de los de hace diez años, pero los más usados en los hogares consumen el 60% de lo que requerían los modelos de 1992. Se han desarrollado lavadoras y secadoras que emplean menos cantidad de agua y menor temperatura del agua caliente, y que son más eficientes en el proceso de proceso de exprimido-secado. Hay también modelos de televisores que disminuyen en un 50% el uso de energía. Las pantallas de plasma reducen el consumo. Las computadoras portátiles necesitan menos electricidad que las de escritorio y las impresoras más eficientes imprimen por ambas caras del papel. Además existen sistemas solares de calentamiento de agua, con una eficiencia en el ahorro de energía promedio de entre 40% y 55%.

Por último, en la industria, las mejoras en los sistemas de suministro de vapor y sistemas de motores permiten un ahorro de energía de 15% a 30%, en tanto que la cogeneración puede ahorrar de 10% a 30% del consumo de combustibles (comparada con la generación separada de energía y calor). Aunque sus costos son relativamente bajos, se requiere más investigación y desarrollo para impulsar su mejor aprovechamiento.

Fuente: Elaboración propia con base en Cepal y SICA, 2007.

de hidrocarburos hacia la refinería en Acajutla, y en Honduras para el traslado de *bunker* hacia una central termoeléctrica ubicada en Pavana. Guatemala cuenta con un oleoducto de 30.000 bpd de capacidad⁸, para el transporte del crudo pesado hasta la mini-refinería La Libertad (Cepal, 2006).

Entre 2004 y 2006 la capacidad de almacenamiento de crudo disminuyó en un 5%, a la vez que se registraron aumentos en lo que respecta a los derivados. El gas licuado de petróleo (GLP) es el producto en el que se tiene menor capacidad de almacenamiento, medida en términos de los días de consumo,

ya que las coberturas son menores a un mes en El Salvador, Costa Rica, Nicaragua y Panamá, lo que podría ocasionar dificultades para abastecer la demanda⁹. Los demás hidrocarburos sí muestran valores mayores a los treinta días. La propiedad de las instalaciones de almacenamiento está en manos de

un monopolio estatal en Costa Rica; en Nicaragua y Panamá existe una firma dominante y en los otros países hay oligopolios bastante fuertes (Cepal, 2006). Por otra parte, en El Salvador, Nicaragua y Costa Rica operan refinerías, ya que las de Honduras, Guatemala y Panamá cerraron entre 1995 y 2002, las dos últimas por razones de factibilidad financiera (Cepal, 2006). Actualmente están en construcción dos refinerías en Guatemala, por parte del sector privado (Refinería Motagua S.A. y Petróleos Maya S.A.¹⁰). En años recientes las refinerías de la región han tenido cambios en cuanto a capacidad y a los procesos mismos de refinación (cuadro 11.1). Son instalaciones del tipo *hydroskimming*¹¹, de baja capacidad, y su índice de operación depende de la demanda de *fuel oil 6* (*bunker*). Esta tecnología solo permite obtener naftas pesadas y *diesel* con altos contenidos de azufre (DSE, 2003). En los mercados internacionales, y por supuesto en el regional, los productos de mayor valor agregado son las gasolinas y el *diesel* con bajos contenidos de azufre, para protección del ambiente. El *bunker* tiene menos valor agregado, pero en la actualidad es ampliamente

utilizado para la generación eléctrica en plantas térmicas. Datos del 2004 indican que el factor de utilización¹² de las refinerías es bastante alto en El Salvador (90%) y Nicaragua (91%), en parte por la alta demanda de *bunker* para la generación de electricidad; Costa Rica tiene un factor menor al 50% (Cepal, 2006), probablemente debido al proceso de mejora que se encuentra en marcha¹³. La reducción en la capacidad de refinación hace que el istmo sea muy dependiente de los precios de los productos refinados. Considerando los volúmenes de importación de cada país con respecto al mercado internacional, podría ser importante la negociación en bloque para lograr condiciones más favorables. En la actualidad se discute un proyecto para la creación de una refinería en Centroamérica, en el marco del Programa Energético de Integración Mesoamericana, integrado por diez países (México, Colombia, República Dominicana y Belice, además de las naciones del istmo). La idea es que los miembros tengan acceso a gasolina y *diesel* más baratos, lo que mejoraría sus balanzas de pagos, entre otros aspectos.

Un estudio de factibilidad contratado por el BID concluyó que la capacidad deberá ser de 360.000 barriles por día, con una tasa interna de retorno del 12%. Si se venden los excedentes eléctricos de la termoeléctrica que el proyecto propone crear en forma paralela, el retorno sería del 15% (Moreira, 2006).

Aumenta peso relativo de fuentes no renovables para generación eléctrica

Para la generación de electricidad básicamente se utilizan las centrales hidroeléctricas y las plantas térmicas, estas últimas con uso de *bunker* y, en menor grado, de *diesel*. Como fuente alterna a los hidrocarburos, y con una participación marginal, recientemente se ha comenzado a emplear carbón, pese a que es más contaminante. El potencial identificado en recursos hidroeléctricos es de 22.068 MW, en recursos geotérmicos de 2.928 MW y en recursos eólicos de 2.200 MW, de los cuales se estima un aprovechamiento de solo un 17% en hidroelectricidad y un 15% en geotermia (Cuevas, 2006). Otras fuentes que se explotan en la región son los productos de la caña de azúcar, que se usan en los ingenios para

CUADRO 11.1
Costa Rica, El Salvador y Nicaragua: características de las refinerías de hidrocarburos

País	Propietario	Ubicación	Capacidad	Características
Costa Rica	Recope S.A.	Provincia de Limón	37.000 bpd ^{a/}	Lleva a cabo un proceso de mejora para aumentar su capacidad, así como el factor de servicio de la unidad viscorreductora y la de tratamiento cáustico de nafta liviana. Debido a restricciones presupuestarias, quedaron sin ejecutarse obras necesarias para reponer las unidades de hidrot ratamiento de nafta y <i>diesel</i> , la planta de reformación catalítica y las mejoras a la unidad de reformado de naftas.
El Salvador	Esso/Shell	Puerto de Acajulta	29.300 bpd ^{a/}	Tiene las unidades de destilación atmosférica, destilación al vacío, hidrosulfurización de naftas y destilados. Además cuenta con una planta de reformación catalítica.
Nicaragua	Esso	Afuera de Managua	30.600 bpd ^{a/}	La capacidad original para procesar crudo de 6.500 bpd, aumentó a 18.500 en 1997 y para el 2006 alcanzó su capacidad actual. En 1973 se construyó una planta de asfaltos y en 1974 empezó a operar una planta de solventes.

a/ bpd: barriles por día.

Fuente: Elaboración propia con base en Cepal, 2006.

autoconsumo (cogeneración), y cuyos excedentes se venden como energía eléctrica al sistema interconectado. En menor grado se utilizan las energías geotérmica y eólica. Como se ha venido diciendo, la concentración del consumo energético tiene su peso central en los hidrocarburos importados.

En 1990 la capacidad instalada del istmo era de 4.129,3 MW y para el 2006 ascendió a 9.321,4 MW (cuadro 11.2), lo cual significa un incremento del 125,7%. El hecho más notorio es que la participación de las fuentes renovables bajó del 70% al 55% en el mismo período, en tanto que la generación térmica a base de *fuel oil* y *diesel* pasó de 30% a 45%, lo que confirma la dependencia de la región de dicha fuente, en un contexto además dominado por aumentos constantes en su precio.

La participación de la generación hidroeléctrica ha disminuido de manera notable en toda la región, principalmente en Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala, mientras que la generación térmica ha tenido un fuerte aumento, sobre todo en Honduras (gráfico 11.4). En lo que respecta a otras fuentes, todas tienen participaciones pequeñas en comparación con la térmica y la eléctrica, y solo en Costa Rica existen instalaciones de generación eólica. En cuanto a la geotermia, todos los países tienen alguna capacidad instalada, con excepción de Honduras y Panamá. En Guatemala la generación eléctrica mediante el uso de carbón mineral fue de 3.328,5 GWh en el 2005 (MEM,

2007); para el 2006, la Cepal reporta la existencia de una planta carboeléctrica en ese país, con una capacidad instalada de 142 MW y una generación neta de 932,4 GWh (Cepal, 2007b).

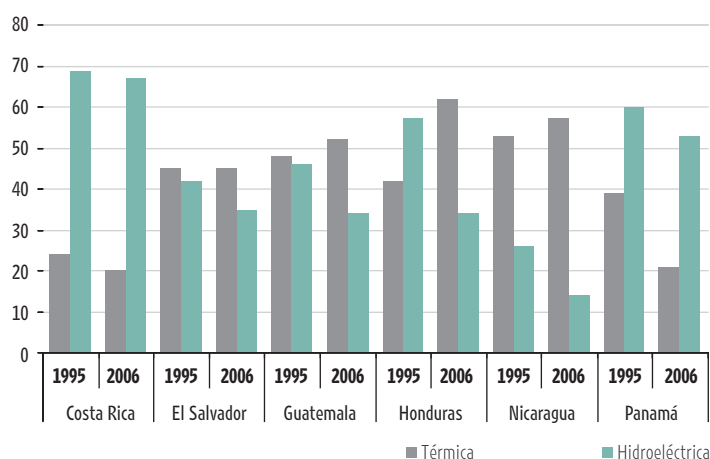
Los productos de la biomasa más utilizados en la región son la leña, los productos de la caña y, en mucho menor grado, el biogás. El principal componente de los productos de caña es el bagazo; se emplea en los ingenios azucareros y la electricidad generada es para autoconsumo; si tienen excedentes los comercializan. Para el año 2006 se tenían identificados veinticinco ingenios azucareros, con una capacidad instalada total de 602,6 MW y una participación en la industria eléctrica de un 3,7%. Es importante destacar

que por cada tonelada métrica de caña procesada se pueden generar excedentes para la red de entre 20 y 60 KWh para sistemas de cogeneración de vapor, por lo que el potencial de cogeneración es bastante significativo en la región (Cepal y SICA, 2007).

Por su parte, la generación neta de electricidad pasó de 14.175,2 GWh en 1990 a 35.758,8 GWh en el 2006, es decir, experimentó un crecimiento de 152%. Se percibe un alto incremento en la producción a partir de *diesel*, que pasó de 16,5 a 10.478,1 GWh en el mismo período, al igual que en el uso de energía geotérmica. La hidroelectricidad muestra un aumento mucho menor en términos relativos: 45,3%. En estos años se nota el surgimiento de

GRÁFICO 11.4

Centroamérica: relación entre capacidad instalada térmica e hidroeléctrica. 1995 y 2006
(PORCENTAJES)



Fuente: Elaboración propia con datos de Cepal.

CUADRO 11.2

Centroamérica: capacidad instalada para generación eléctrica, por fuente. 1990-2006
(MW)

Año	Total	Hidroeléctrica	Geotérmica	Vapor	Diesel	Gas	Carbón	Cogeneración	Eólica
1990	4.129,3	2.708,6	165,0	519,5	218,5	517,7	0,0	0,0	0,0
1995	5.218,4	2.797,0	235,3	473,8	577,0	1.062,8	0,0	72,5	0,0
2000	7.256,5	3.312,9	405,2	507,6	1.744,8	896,3	142,0	205,3	42,5
2005	9.063,5	3.878,8	437,4	648,2	2.529,3	825,7	142,0	533,5	68,6
2006	9.321,4	4.029,0	447,4	648,2	2.606,0	825,7	142,0	554,5	68,6

Fuente: Cepal.

producción a partir de fuentes eólicas, de carbón y de cogeneración (cuadro 11.3).

En cuanto al sistema de transmisión regional, está compuesto por 10.408 km de líneas que varían entre 69 y 230 KW, dependiendo del país (sin incluir Panamá). Se cuenta con una serie de subestaciones de transformación con una capacidad de 17.512 MW. El sistema es manejado por el sector privado en El Salvador, Guatemala y Nicaragua, y por el sector público en Costa Rica y Honduras. En el 2006 Guatemala poseía la mayor extensión de la red, con 2.756 km, mientras la mayor capacidad de transformación correspondía a Costa Rica, con 8.011 MW. Pero en general, se asocia la cantidad de kilómetros de líneas de transmisión con la capacidad de transformación y con el índice de electrificación. Como se mencionó anteriormente, en el año 2006 el país

con mayor cobertura eléctrica era Costa Rica, con 98,3%, seguido por Panamá con 87,1%, Guatemala con 83,1%, El Salvador con 83,4%, Honduras con 77,7% y Nicaragua con 60% (Cepal y SICA, 2007).

Por último, los sistemas de distribución se encuentran totalmente en manos de actores privados en El Salvador y Panamá, y de manera parcial en Guatemala y Nicaragua; en Costa Rica están en poder de empresas estatales y cooperativas, y en Honduras pertenecen al Estado. El sistema centroamericano de distribución está compuesto por 117.614 km de redes (sin incluir Panamá). Las pérdidas de transmisión y distribución en toda el área se mantuvieron en el orden del 17% entre 1990 y 2006. Nicaragua y Honduras son los países con mayores pérdidas, con 29,3% y 23,3%, respectivamente, para el 2005 (Cepal, 2007b).

Desarrollo diferenciado de nuevas fuentes energéticas

De acuerdo con estudios de la Cepal, Centroamérica cuenta con un gran potencial para la generación a partir de fuentes renovables¹⁴, que no ha sido aprovechado suficientemente (cuadro 11.4). Guatemala, Costa Rica y Honduras tienen el 80% del potencial para generación hidroeléctrica, pero la región tan solo utiliza cerca del 17,2% de un total estimado de 22.068 MW. La capacidad por desarrollar supera con creces la demanda de energía eléctrica del istmo. Para el año 2006, esa demanda fue de 6.225 MW, menos de una tercera parte de dicho potencial. Por supuesto, el uso de estas fuentes debe incorporar consideraciones económicas, sociales y ambientales, de tal manera que contribuya a satisfacer la demanda futura y atienda las necesidades

CUADRO 11.3

Centroamérica: generación neta de electricidad. 1990-2006
(GWh)

Año	Total	Hidroeléctrica	Geotérmica	Vapor	Diesel	Gas	Carbón	Cogeneración	Eólica
1990	14.175,2	12.165,9	747,6	1.013,8	16,5	465,9	0,0	0,0	0,0
1995	19.454,4	11.468,5	1.159,0	1.870,4	2.168,3	2.660,9	0,0	127,4	0,0
2000	26.955,4	15.417,8	1.999,3	1.133,8	6.351,1	590,6	558,4	721,6	182,7
2005	34.517,9	17.050,3	2.461,5	1.611,2	10.614,9	334,5	978,5	1.263,4	203,6
2006	35.758,8	17.677,0	2.696,9	1.950,0	10.478,1	537,8	932,4	1.213,1	273,5

Fuente: Cepal.

CUADRO 11.4

Centroamérica: capacidad potencial estimada de recursos hidroeléctricos, geotérmicos y eólicos. 2004
(MW)

Países	Potencial hidroeléctrico		Potencial geotérmico		Recursos eólicos
	Total	Por desarrollar	Total	Por desarrollar	Potencial total
Centroamérica	22.068	18.271	2.928	2.501	2.200
Costa Rica	5.802	4.499	235	69	600
El Salvador	2.165	1.723	333	182	
Guatemala	5.000	4.360	1.000	967	400
Honduras	5.000	4.525	120	120	200
Nicaragua	1.760	1.656	1.200	1.123	600
Panamá	2.341	1.508	40	40	400

Fuente: Elaboración propia con datos de Cepal.

RECUADRO 11.3

Experiencias de producción y uso de etanol y biodiesel en Centroamérica

En la región se han desarrollado algunas acciones y capacidades relacionadas con el uso y producción de biodiesel y etanol, en general con políticas y marcos normativos incipientes. Con respecto al *biodiesel*, se identifica una fase preliminar y estudios de factibilidad para la instalación de plantas de producción, y la existencia de algunas que producen para autoconsumo. En Guatemala hay ocho plantas, con una capacidad de 4.000 galones por día, dedicadas a la producción para autoconsumo. El BCIE financia un estudio de factibilidad, para la empresa privada, con miras a la instalación de una planta más. Cepal indica que, en el corto plazo, la elaboración de *biodiesel* a partir de palma africana compite con la disponibilidad de este producto para fines alimentarios; en el caso del tempate (*Jatropha curcas*), no sería posible obtener las cantidades necesarias en el corto plazo para sustituir el 5% del *diesel*. Guatemala tiene cinco destilerías de etanol, con capacidad de 790.000 litros diarios cada una y una producción de 157,8 millones de litros por día.

En Honduras, una planta de cultivo de tilapia usa el aceite de este pescado para fabricar *biodiesel* para autoconsumo, con aproximadamente 50.000 galones por mes. En El Salvador se está instalando una planta piloto de 40 litros por día. Cepal señala que la principal barrera para la introducción del *biodiesel* es que no se producen oleaginosas en gran escala, y su importación sería muy costosa. Una alternativa es importarlas de otros países de la región. En Nicaragua, en la década de los noventa existió la iniciativa de introducir el tempate para la producción de *biodiesel*, pero el proyecto no se concluyó. Por otro lado, esta nación produce 18 millones de litros anuales de etanol, los cuales son exportados en su totalidad.

Finalmente, en Costa Rica existen dos plantas privadas con una producción total de 55.000 galones por mes, básicamente

para autoconsumo, y está en proceso un estudio de factibilidad financiado por la FAO para la instalación de una planta en la zona sur. De acuerdo con Cepal, el país no tendría problemas por disponibilidad de tierra, ya que la palma africana no desplaza otros cultivos, y la siembra de piñón no competiría con áreas dedicadas a productos alimenticios. Asimismo, Costa Rica tiene desde 2006 un plan piloto de mezcla de etanol con gasolina regular, en un porcentaje máximo de 7%. El producto se distribuye en la zona del Pacífico norte, en 64 estaciones de servicio. Al inicio, las ventas de gasolina regular comenzaron a disminuir en relación con el período anterior; lo contrario sucedió con la gasolina súper, que tiene un precio mayor por litro, cuyas ventas empezaron a aumentar. La relación entre ambas gasolinas pasó de 60% regular y 40% súper, a 60% súper y 40% regular, debido al cambio en el consumo.

El estudio de Cepal concluye que para la introducción del *biodiesel* en la región son necesarias varias condiciones, tales como: producción de oleaginosas que permita productividades altas y genere los volúmenes necesarios para el programa; algún tipo de apoyo fiscal o subsidio; lograr que el uso sea viable económicamente con pocos incentivos; las materias primas deben ser de origen local y de bajo costo; los subproductos deben tener valor para reducir el costo del *biodiesel* y la cadena de producción debe ser sostenible desde el punto de vista energético y ambiental. Señala además que la introducción puede ser lograda a través del uso obligatorio (por ejemplo, se puede utilizar como aditivo para mejorar la calidad del *diesel*) y que es necesario definir el marco legal para su comercialización.

Fuente: Elaboración propia con base en Cepal, 2004b; Cepal y SICA, 2007; E: Pérez, 2007 y Olade, 2007c.

particulares de las zonas en que se lleva a cabo su explotación. Por su parte, los recursos geotérmicos están mayoritariamente en Nicaragua y Guatemala. La región tiene un potencial total estimado de 2.928 MW, del cual tiene sin desarrollar 2.501 MW. En el caso del potencial para generación eólica, calculado en 2.200 MW, solo Costa Rica ha logrado generar 68,5 MW. En Panamá, la empresa Santa Fe Energy tiene en marcha un proyecto en la provincia de Veraguas, con una capacidad inicial de 80 MW (E: Moreno, 2007)¹⁵ y en Nicaragua se planea para 2008 y 2009 la construcción de una planta eólica, por un grupo privado, con una capacidad inicial de 20 MW (CEAC, 2007).

Por su parte, la energía solar tiene ventajas y desventajas. Es limpia, no usa combustible, no produce ruido y proviene de una fuente perpetua, pero su disponibilidad, únicamente diurna, es afectada por la estacionalidad verano-invierno y por la ubicación geográfica; además, su aprovechamiento es sumamente costoso. La tecnología disponible a la fecha tiene una eficiencia baja, del orden del 20%, y la energía solar fotovoltaica tiene una eficiencia máxima de 30%, pero requiere grandes extensiones de tierra para colocar los paneles solares (Castro, 2007). Se usa sobre todo en comunidades dispersas geográficamente. Existen proyectos subsidiados en Costa Rica, con 122 MW de capacidad instalada (Betancourt et al., 2007), Nicaragua y Honduras. El potencial estimado en la región para proyectos rurales es de 250 MW (Cepal y SICA, 2007).

Uno de los temas de reciente debate en el istmo es el uso y producción de biocombustibles. En los balances energéticos de Olade no se visualiza ninguna producción o consumo relevantes de biocombustibles como el etanol o el biodiesel¹⁶. En la "Matriz de acciones para la integración y desarrollo energético de Centroamérica" (Sieca, 2005), uno de los objetivos de corto plazo planteados es la incorporación de estos elementos en el sector transporte, con el objeto diversificar el panorama energético. La región muestra algunas experiencias incipientes. En la década

de los ochenta Costa Rica, Guatemala y El Salvador pusieron en marcha un programa de uso de etanol en las gasolinas. Debido al fuerte incremento de los precios del crudo y sus derivados, en los últimos años la iniciativa se ha retomado con mayor énfasis (recuadro 11.3). La Cepal estudió la situación para el uso del etanol en el área, y concluyó que todos los países, salvo Panamá, tienen buena y alta productividad agrícola e industrial, y una importancia media en la producción de azúcar. Costa Rica, El Salvador y Guatemala han incursionado en el campo de los biocombustibles y se señala que podrían desarrollar la capacidad de exportar etanol carburante (Cepal, 2004b).

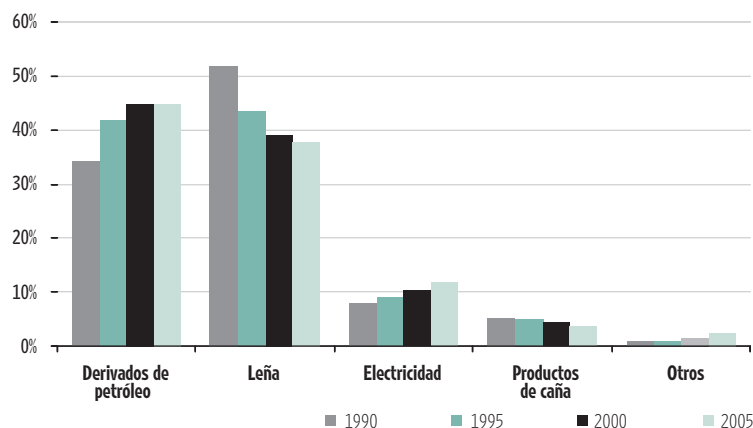
Es importante mencionar que el uso de biocombustibles y de tierras agrícolas para su producción ha sido objeto de debate científico internacional, tanto por sus implicaciones energéticas, ambientales y económicas, como por su relación con la seguridad alimentaria. Por ejemplo, en términos de sus ventajas en materia de emisiones (como se verá en el último apartado de este capítulo), un estudio publicado en la revista *Science* (Righelato y Spracklen, 2007) plantea que, en un cálculo a treinta años plazo, el secuestro de carbono que se lograría por la restauración de bosque sería mayor que las emisiones evitadas a partir del uso de biocombustibles líquidos. Se estima que una sustitución del 10% de la gasolina y el *diesel* requeriría un 43% y un 38% de las áreas actuales de cultivo en Estados Unidos y Europa, respectivamente. El estudio argumenta que las acciones deberían enfocarse en incrementar la eficiencia en el uso de los combustibles fósiles y en su eventual reemplazo, así como en conservar los bosques existentes y restaurar bosque natural en las tierras de cultivo que no se dedican a la producción de alimentos.

El petróleo y la leña concentran la mayor parte del consumo

El análisis del consumo final de energía en Centroamérica refuerza las tendencias mencionadas en torno a la dependencia de fuentes contaminantes y caras. La electricidad y los derivados

GRÁFICO 11.5

Centroamérica: distribución del consumo final de energía por tipo de fuente. 1990-2005



Fuente: Balances energéticos, Olade.

de petróleo han venido aumentando su participación en dicho consumo de manera significativa: mientras la leña ha disminuido de 51,9% en 1990 a 37,7% en el 2005, la electricidad pasó de 7,8% a 11,6% en el mismo período y los derivados de petróleo de 34,2% a 44,8%, para posicionarse actualmente como el mayor componente en el uso energético (gráfico 11.5). En este apartado se analiza el consumo final según los principales sectores económicos y tipos de fuente utilizados.

Los tres sectores que consumen la mayor parte de la energía utilizada son el residencial, el de transportes y el industrial, que representa casi el 91% del total. La participación del sector transporte pasó del 21% en 1990 al 30% en el 2005. El sector residencial disminuyó del 55% al 43% y el industrial se ha mantenido prácticamente constante (cuadro 11.5). En el caso de los transportes, el consumo principal corresponde casi en su totalidad a los derivados de petróleo, los cuales casi se triplicaron el período 1990-2005, al pasar de 19.658,9 a 46.962,9 Mbep (Olade, 2007a), con consecuencias negativas para el ambiente y la salud. El transporte público, que por lo general es ineficiente y obsoleto, explica buena parte de este comportamiento.

Existen diversas experiencias de mejora en los sistemas de transporte público en la región latinoamericana (Curitiba en Brasil, Quito en Ecuador y Bogotá en Colombia), que han permitido mayor eficiencia y menor contaminación. Sin embargo, en Centroamérica aún no hay logros significativos en este plano, más allá de algunos diagnósticos y propuestas. A esto se suma el mal estado general de la red vial, que afecta también el consumo de hidrocarburos. Existen alternativas incipientes para disminuir la dependencia petrolera en la región, como los proyectos para el uso de *biodiesel* en el segmento de transporte público, o la introducción del gas licuado de petróleo en el transporte público y privado.

En el caso del sector residencial, regionalmente la fuente predominante es la leña, aunque con diferencias entre los países (en el 2004, el consumo en Nicaragua fue de 55% mientras que en Costa Rica fue de 1,7%). Al analizar el consumo según tipo de fuente, el uso de la leña muestra una ligera reducción, de 89,5% en 1990 a 83,5% en el 2005. El consumo eléctrico aumentó su participación entre esos mismos años de 5,6% a 9,7%, lo mismo que el de los derivados del petróleo, que pasó de 4,6% a 6,8% (Olade, 2007a). El patrón

CUADRO 11.5

Centroamérica: consumo final de energía por sector económico. 1990-2005
(Mbep)

Año	Transporte		Industria		Residencial		Comercial		Otros		Total
	Total	Porcentaje	Total	Porcentaje	Total	Porcentaje	Total	Porcentaje	Total	Porcentaje	
1990	19.705,9	21,1	17.808,2	19,1	50.865,8	54,5	4.119,1	4,4	867,5	0,9	93.366,6
1995	30.116,7	27,4	21.249,2	19,3	52.255,9	47,5	5.237,8	4,8	1084,2	0,9	109.943,8
2000	38.920,5	29,8	24.382,1	18,7	58.966,3	45,1	6.295,2	4,8	2086,4	1,1	130.650,5
2005	46.962,8	30,1	28.214,4	18,1	67.571,3	43,2	9.137,3	5,9	4381,4	2,8	156.267,2

Fuente: Balances energéticos, Olade.

CUADRO 11.6

Consumo total de derivados de petróleo, por país. 1990-2006
(MILES DE BARRILES)

Año	Istmo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	38.470	6.815	5.450	9.875	5.449	4.483	6.398
1995	64.794	11.508	11.605	16.551	8.603	5.965	10.562
2000	78.132	12.950	14.011	21.534	10.302	8.299	11.036
2005	94.891	15.151	14.650	26.385	14.792	9.633	14.279
2006	97.634	16.776	15.433	26.238	14.981	9.144	15.063

Fuente: Cepal.

de uso extendido de leña tiene también impactos ambientales, como se verá más adelante, por la emisión de gases de efecto invernadero, la deforestación y otros efectos negativos en la disponibilidad del recurso hídrico.

Por último, el sector industrial utiliza principalmente derivados de petróleo, que en el 2005 representaban un 44,9% del total de su consumo energético, seguidos por los productos de caña de azúcar (20,8%) y la electricidad (19,7%). La tendencia entre 1990 y 2005 fue a aumentar el uso de carbón mineral (que pasó de 1% a 4,7%), de los derivados de petróleo (de 43,8% a 44,9%) y de la electricidad (de 11,2% a 19,7%); entre tanto, se redujo la participación de la leña (de 16,8% a 9,8%) y de productos de la caña (de 27,2% a 20,8%) (Olade, 2007a).

Uno de los temas que generan mayor preocupación, por sus implicaciones ambientales y económicas para el desarrollo de la región, es la alta dependencia petrolera. El consumo total¹⁷ de derivados del petróleo en el año 2006

fue de 97,6 millones de barriles, con un crecimiento del 51% en el período 1995-2006. En 1990 el uso era de 38,5 millones de barriles. Este consumo creció 1,5 veces entre 1990 y 2006, pero el mayor incremento se dio entre 1990 y 2000, pues en el período 2000-2006 la intensidad de este comportamiento fue menor (25%). Guatemala es el mayor consumidor de estos derivados en el istmo y el país de menor consumo es Nicaragua. En general, las tendencias son muy similares entre los países en cuanto al aumento presentado en la década de los noventa y su ligera reducción después del año 2000 (cuadro 11.6).

Parte importante de la dependencia petrolera en la región está asociada a la poca diversificación de la oferta para generación eléctrica mencionada en el apartado anterior. El consumo de hidrocarburos para este fin aumentó un 557% entre 1990 y 2006 (de 2,8 millones a 18,4 millones de barriles), y su participación dentro del consumo total pasó del 7,3% al 18,9% (Cepal, 2006).

Los combustibles utilizados son sobre todo el *fuel oil* (alrededor del 88%) y el *diesel*. Según datos del 2006, el país que más recurre a esta fuente para generar electricidad es Honduras (5,1 millones de barriles), seguido por Guatemala y Nicaragua. El menor consumidor tradicionalmente ha sido Costa Rica (1,1 millones), cuya producción mayoritaria es hidroeléctrica.

Por su parte, el consumo de electricidad también exhibe una tendencia creciente. La demanda máxima pasó de 3.630,5 a 6.225,7 MW en el período 1995-2006, es decir, experimentó un crecimiento del 71%. El valor más bajo se da en Nicaragua (484 MW) y el más alto en Costa Rica (1.418,8 MW); mientras tanto, el aumento más notorio lo tuvo Honduras, que duplicó su demanda máxima en el mismo lapso (Cepal, 2007b). En cuanto a las ventas totales, la región pasó de 11.813,4 a 30.251,4 GWh entre 1990 y 2006. El cuadro 11.7 muestra el comportamiento por países.

En los últimos años, Centroamérica ha venido registrando una disminución en los márgenes de reserva en la capacidad de generación, principalmente en época seca o estiaje. Se han presentado situaciones críticas, con especial impacto en Nicaragua, donde se han aplicado racionamientos de grandes magnitudes. En El Salvador también se ha suscitado este problema y en Costa Rica, durante los primeros meses del 2007 se produjo un racionamiento atípico durante cuatro días. El sistema eléctrico del istmo ha mostrado mucha vulnerabilidad a los fenómenos naturales, como El Niño.

CUADRO 11.7

Centroamérica: ventas totales de energía eléctrica. 1990-2006 (GWh)

Año	Istmo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	11.813,4	3.304,8	1.828,2	1.989,4	1.489,5	1.087,3	2.114,1
1995	16.159,2	4.342,6	2.832,7	2.960,7	2.028,0	1.129,8	2.865,4
2000	22.599,1	5.750,4	3.637,8	4.620,5	3.288,8	1.504,8	3.796,8
2005	28.424,8	7.363,4	4.522,4	5.650,4	4.256,3	1.945,8	4.686,5
2006	30.251,4	7.820,0	4.794,0	6.139,0	4.511,0	2.052,0	4.935,0

Fuente: Cepal.

En un contexto de discusión sobre el cambio climático, y a la luz del vertiginoso aumento de los precios del petróleo, las capacidades regionales parecen aún débiles para generar una estructura alternativa, suficiente y sostenible. Como se verá en el apartado siguiente, Centroamérica tiene importantes desafíos en lo que concierne al estado de ciertos indicadores comparados, y en cuanto al aprovechamiento de nuevas tecnologías que ayuden a mitigar el impacto de los patrones de consumo.

Crecimiento económico y energía para el desarrollo humano

La “Estrategia energética sustentable centroamericana 2020” retoma el planteamiento del PNUD en cuanto a que “el desarrollo humano es el proceso de ampliar la gama de opciones, brindándoles a las personas mayores oportunidades de educación, atención médica, ingreso y empleo, abarcando el espectro total de opciones humanas, desde un entorno físico en buenas condiciones, hasta libertades económicas y políticas. Estas dimensiones de desarrollo humano deben enmarcarse dentro de la noción de sustentabilidad enunciada por la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (...) Dicha Comisión definió el concepto de desarrollo sustentable como un desarrollo que satisface las necesidades del presente sin menoscabar la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer sus propias necesidades” (Cepal y SICA, 2007).

En este contexto la energía se presenta como un gran tema integrador: posee

una fuerte relación con la capacidad de producción de los países, con su calidad de vida y con la prestación de servicios, y tiene implicaciones de fondo en las economías, el medioambiente y los recursos naturales. Luego de analizar la situación energética centroamericana en la sección anterior, ha quedado claro un serio problema de dependencia petrolera y escasa diversificación, que da lugar a situaciones límite en la capacidad de sustentar los procesos productivos, sociales y económicos del modo en que estos lo requieren. Este apartado examina esa realidad a la luz de sus relaciones e impactos en las economías de la región, habida cuenta de que la energía es un instrumento imprescindible para un crecimiento enfocado en la sostenibilidad y el desarrollo humano.

Un desarrollo económico marcado por el consumo energético

La energía es un elemento esencial para la vida del ser humano y un insumo básico de todas las actividades productivas. De ahí que su disponibilidad haya tenido un papel central en el proceso de desarrollo de la humanidad. Su relación con el medio natural también es muy importante, por los impactos negativos sobre suelos, agua, aire y biodiversidad, que se derivan del aprovechamiento de las distintas fuentes de energía. También tiene implicaciones en el plano de la política y la geopolítica, tal como testimonian los embargos, disputas territoriales y conflictos militares que han generado alrededor de las fuentes

de suministro y de los puntos estratégicos por donde transitan los combustibles.

El desarrollo sustentable del sector energético, también conocido como sustentabilidad energética, es una noción que alcanza su sentido integral y completo cuando se refiere al aporte del sector al progreso económico, social, ambiental y político. Una estrategia energética compatible con el desarrollo sustentable supone el incremento equilibrado y simultáneo en esas cuatro dimensiones del desarrollo. Como plantea Cepal, puesto que el desarrollo económico y social afecta al ser humano en lo concreto (del mismo modo en que la mayoría de los daños ambientales de carácter local incide en el plano local), la formulación de políticas debe plantearse en términos de la mejora del espacio vital de las personas. Este espacio está determinado por los estilos locales de consumo, producción y distribución de la energía (Cepal et al., 2003).

El mundo vive procesos diferenciados en cuanto al crecimiento económico, que se reflejan en la capacidad de las diferentes regiones para sustentar el desarrollo humano y dependen, en gran medida, de la evolución del mercado energético. El crecimiento económico mundial promedio entre 2001 y 2006, medido por la paridad del poder de compra, fue de un 4,4%¹⁸, mientras que en el quinquenio anterior fue de 3,5%. En ese mismo período, los precios promedio de los combustibles aumentaron en forma considerable: el petróleo duplicó su precio, el del gas natural tuvo un incremento del 75% y el del carbón de 46%. En la actualidad se perciben situaciones de crisis en la economía internacional, entre otros factores impulsadas por estos altos costos -en ocasiones especulativos- de los hidrocarburos, como se verá más adelante. Adicionalmente, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) ha declarado que no disminuirá su volumen de producción, pese a la posible merma en la demanda de algunos países desarrollados. De todas maneras, el crecimiento de China y la India provocan una tendencia al alza en la demanda y, por ende, en los precios.

En este marco, la región centroamericana muestra un crecimiento

económico marcado en gran parte por el contexto energético internacional. El Informe 2004-2006 de Sieca menciona, entre otros aspectos, que “...a pesar del entorno favorable, las economías del MCCA crecieron a un ritmo menor que a fines de los años noventa y mostraron un desempeño inferior al resto de América Latina. Este rezago relativo se explica por dos elementos que hicieron que el contexto externo resultara menos benévolo. Por un lado, el aumento de los precios internacionales de las materias primas perjudicó a Centroamérica en su carácter de importadora neta de petróleo, alimentos y otros productos básicos. Este incremento deterioró los términos de intercambio, profundizó el déficit comercial y generó presiones inflacionarias” (Intal-BID, 2007).

No obstante, para el año 2006 la tasa de crecimiento de la región fue de 5,9%, una cifra muy significativa considerando que fue superior al promedio latinoamericano (5,3%) y la segunda más alta en treinta años. El PIB per cápita regional tuvo un valor promedio de 2.618 dólares (a precios corrientes) y muestra tasas de crecimiento positivas desde el 2002. Los dos países de mayor PIB per cápita son Costa Rica y Panamá, con niveles superiores a los 5.000 dólares. Les siguen Guatemala y El Salvador, con valores cercanos al promedio regional y luego Honduras y Nicaragua, con valores alrededor de los 1.000 dólares (Cepal y SICA, 2007). Pese a ello, Centroamérica sigue manteniendo altos índices de pobreza, tal como reporta el capítulo 2 de este Informe.

En este contexto, la factura petrolera representó el 6,6% del PIB regional en el 2006, indicador que ha tendido a crecer en los últimos tres años. El impacto ha sido mayor en Nicaragua y Honduras, con valores ligeramente superiores al 12%, mientras que los demás países conforman un grupo con valores alrededor del 6%. Como se ha dicho, estas diferencias guardan relación con el grado de dependencia que tienen las economías nacionales en cuanto al uso de los derivados del petróleo, factor asociado a su vez al nivel de desarrollo económico de cada país. En el año 2006, las importaciones de hidrocarburos

fueron equivalentes al 17% de las exportaciones totales; en 1995 esa relación era cercana al 10% (Cepal, 2007a). Cabe agregar que la región es “tomadora de tecnología”, es decir, importa de los países industrializados los bienes de capital que se utilizan en el sector de energía.

Disparidades en el mercado energético centroamericano

Durante las dos últimas décadas se presentaron cambios en la conformación del mercado energético regional. Dos de ellos fueron la privatización de las empresas públicas y el desarrollo de procesos de liberalización de los mercados. Estas medidas no se aplicaron en el sector eléctrico de Honduras, ni en los sectores eléctricos y de hidrocarburos de Costa Rica. En Guatemala, El Salvador y Nicaragua se mantuvieron como públicas las empresas de transmisión y generación eléctrica, y en Panamá el Gobierno conservó una participación del 50% en las empresas que se privatizaron.

En el caso de los hidrocarburos, en el 2006 operaban 35 empresas nacionales¹⁹, regionales y transnacionales en el segmento de importación y refinación: 17 en Guatemala, 13 en Honduras, 10 en El Salvador, 7 en Nicaragua, 1 en Costa Rica y 6 en Panamá. Ese año se reportaron 3.005 estaciones de servicio y una entrada importante de “estaciones bandera blanca” (que no pertenecen a los

grandes consorcios internacionales) en Guatemala y El Salvador. Guatemala posee el 38% de esas estaciones, seguida por Panamá (16%), Honduras (15%), El Salvador (13%), Costa Rica (11%) y Nicaragua (7%) (Cepal y SICA, 2007). Al comparar los años 2000 y 2006, se observa que el mercado interno refleja claramente las tendencias alcistas en el precio de los combustibles en el mercado internacional (cuadro 11.8). Cabe mencionar que en casi todos los países, dadas las condiciones de libre mercado, los precios al consumidor final varían según las regiones y oferentes; en el caso de Costa Rica el precio es homogéneo en todo el territorio.

También el mercado de electricidad ha experimentado cambios. A mediados de la década de los noventa el sector privado comenzó a participar en la generación. En 1995, los porcentajes de participación eran: 88% público y 12% privado, proporción que varió a 41% público y 59% privado en el 2006. La presencia mayoritaria del sector privado se da en Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá, cuyos esquemas legales segmentaron el sector en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización²⁰, e introdujeron la competencia en los segmentos de producción y grandes consumidores. Además, a la luz de estas reformas se redefinieron las funciones normativas y regulatorias de las entidades existentes, o de aquellas que

CUADRO 11.8

Centroamérica: precios internos de los principales combustibles líquidos. 2000 y 2006
(DÓLARES/GALÓN)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
<i>Diesel</i>						
2000	1,62	1,45	1,40	1,60	1,91	1,47
2006	2,56	2,71	2,62	2,87	2,98	2,35
<i>Gasolina premium</i>						
2000	2,37	2,45	1,93	2,30	2,31	1,91
2006	3,79	3,28	3,30	3,57	3,64	2,95
<i>Gasolina regular</i>						
2000	2,26	2,02	1,86	2,20	2,20	1,90
2006	3,59	3,10	3,18	3,20	3,41	2,75

Fuente: Cepal.

se crearon como parte de la apertura. En el 2006 participaron 267 actores en toda la cadena de suministro: 148 en producción, 7 en transmisión, 18 en comercialización, 39 en distribución y 71 en grandes consumidores. Por país, en Guatemala operaban 104, en Costa Rica 40, en Panamá 34, en Honduras 30, en El Salvador 31 y en Nicaragua 28 (Cepal y SICA, 2007).

Si las tarifas al consumidor final de electricidad fueran establecidas con base en rentabilidades de mercado, deberían reflejar una utilidad con respecto a los costos de generación, transmisión y distribución. Considerando que en el istmo una gran parte de la generación se realiza con derivados del petróleo, los precios al consumidor final deberían variar en proporción directa al precio de las importaciones. Sin embargo, al analizar las tarifas se observa una gran disparidad entre los países, que obedece a diversos motivos. Por ejemplo, en Costa Rica hay menores tarifas debido a que su generación proviene mayoritariamente de fuentes renovables, en especial hidroeléctricas, contrario a lo que sucede en las demás naciones, que utilizan más la energía térmica. Las diferencias también

se deben a la existencia de subsidios cruzados: Guatemala tiene la tarifa social para consumos menores a 100 KWh por mes; Honduras tiene una política de subsidios cruzados dirigida a los grupos más pobres de la población²¹. En el gráfico 11.6 se observan las diferencias en las tarifas al consumidor final, por sector económico y por país, para el año 2006.

Por otra parte, en lo que concierne a los precios promedio, los países presentan resultados diferentes según el tipo de mercado, tanto para el regulado como para el *spot* (que funciona solo con precios de mercado). En Honduras y Costa Rica solo existe el mercado regulado. En El Salvador el precio promedio es mayor en el mercado regulado que en el *spot*, mientras en Panamá y Nicaragua sucede lo contrario (cuadro 11.9).

En el plano institucional, Centroamérica muestra algunas diferencias en cuanto a la planificación y regulación del mercado energético (cuadro 11.10). Cinco países cuentan con leyes antimonopolio, pero en Costa Rica esa normativa no tiene aplicación en el sector de hidrocarburos, que es administrado por una empresa estatal. También existen las comisiones de competencia o de

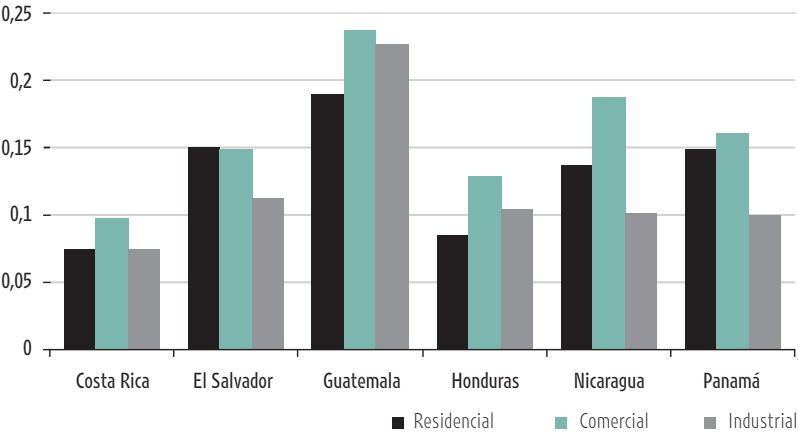
protección al consumidor, que colaboran con los entes reguladores para lograr que los mercados energéticos operen de modo más eficiente desde el punto de vista económico.

En el ámbito normativo, la definición de las políticas energéticas está a cargo de los ministerios de energía o minas. En los países con mercados liberalizados, las direcciones generales de hidrocarburos son las responsables de fiscalizar el funcionamiento adecuado del sector, supervisar la calidad y cantidad de los productos que se comercializan en las estaciones de servicio y dar seguimiento al grado de competencia en el mercado.

En lo que respecta a la regulación, se da en el sector eléctrico en todos los países, y en Costa Rica y Honduras también en el de hidrocarburos. Los entes reguladores del sector eléctrico tienen el mandato de asegurar la calidad, la eficiencia económica y la sostenibilidad de los servicios en el largo plazo, así como velar por los derechos de los consumidores y la protección del ambiente. En Honduras y Costa Rica hay instancias que realizan funciones similares en el sector de hidrocarburos. En Costa Rica una misma entidad

GRÁFICO 11.6

Centroamérica: precios de la energía eléctrica al consumidor final^{a/}, por sector. 2006
(DÓLARES/KWh)



a/ El dato de Guatemala corresponde al año 2005, de acuerdo con información de la Dirección de Energía de ese país.

Fuente: Elaboración propia con datos de la Cepal.

CUADRO 11.9

Centroamérica: precio promedio de la electricidad, por tipo de mercado. 2006
(DÓLARES/MWh)

País	Mercado regulado	Mercado spot
Costa Rica	131,30	No existe
El Salvador	150,63	88,90
Guatemala ^{a/}		76,93
Honduras	105,91	No existe
Nicaragua	154,03	159,61
Panamá	81,58	124,60

a/ En Guatemala solo existe regulación para consumos menores a 100 KWh/mes.

Fuente: Cepal, 2007b.

CUADRO 11.10

Centroamérica: instituciones relacionadas con el sector energía

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Energía	Ministerio de Ambiente y Energía	Dirección General de Electricidad del Ministerio de Economía	Ministerio de Energía y Minas	Gabinete energético	Comisión Nacional de Energía	Comisión de Política Energética
Ambiente	Ministerio de Ambiente y Energía	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales	Secretaría de Energía, Recursos Naturales y Medio Ambiente	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales	Autoridad Nacional del Ambiente
Oficinas o programas de cambio climático	Oficina Costarricense de Implementación Conjunta	Área de cambio climático y desarrollo limpio	Oficina Guatemalteca de Implementación Conjunta	Oficina de de Implementación Conjunta de Honduras	Oficina Nacional de Desarrollo Limpio	Programa Nacional de Cambio Climático
Electricidad y fuentes renovables de energía						
Regulación y políticas	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos del Ministerio de Ambiente y Energía	Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones	Comisión Nacional de Energía Eléctrica	Comisión Nacional de Energía y Comisión Especial Ejecutiva para el Desarrollo de Proyectos Hidroeléctricos	Instituto Nicaragüense de Energía	Ente Regulador de los Servicios Públicos
Empresas públicas y otras Administración	Instituto Costarricense de Electricidad, JASEC, CNFL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía	Instituto Nacional de Electrificación	Empresa Nacional de Energía Eléctrica		Oficina de Electrificación Rural, Fondo de Inversión Social
Administración de los mercados de electricidad	Instituto Costarricense de Electricidad	Unidad de Transacciones S.A.	Administrador del mercado mayorista	Empresa Nacional de Energía Eléctrica	Centro Nacional de Despacho de Carga de la Empresa de Transmisión	Centro Nacional de Operación de la Empresa de Transmisión
	Asociación Costarricense de Productores de Electricidad, cooperativas de electrificación rural		Asociación de Cogeneradores Independientes y Asociación Nacional de Generadores ^{a/}	Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable	Asociación Nicaragüense de Promotores y Productores de Energía Renovable	

a/ La primera está formada básicamente por ingenios azucareros, en tanto que la segunda agrupa a generadores que utilizan recursos renovables y no renovables. Se debe tener en cuenta que algunas ONG tienen presencia regional, pero se han ubicado en el país en donde se encuentra la sede principal.

Fuente: Cepal, 2004a.

regula el suministro de electricidad y la venta de combustibles.

Implicaciones económicas de los patrones de consumo

Como se ha planteado reiteradamente, la magnitud del consumo energético en la región está ligada a la importación de hidrocarburos, y esto genera impactos económicos de gran alcance. El crecimiento económico y la demanda de hidrocarburos muestran una correlación positiva, lo que también significa que la sostenibilidad de ese crecimiento depende del suministro externo de petróleo, y no del desarrollo de fuentes alternativas propias que pudieran aumentar de manera significativa su peso relativo en el consumo. Esta situación obliga a reorientar las patrones de uso hacia esquemas más racionales, eficientes (sobre todo en el sector transporte) y amigables con el medioambiente; esto supone la diversificación de la matriz energética y un mayor aprovechamiento de fuentes renovables. Aunque todos los subsectores energéticos tienen un impacto económico, este apartado se centra en las implicaciones de la dependencia petrolera.

Crece el volumen de importaciones de derivados de petróleo

El volumen de hidrocarburos importados en el año 2006 ascendió a 99,3 millones de barriles, el 83% de ellos en derivados y el resto en crudo; en 1995 la cifra fue de 74,6 millones de barriles, de los cuales el 60% correspondió

a derivados y el resto a crudo. Esto representa un incremento del 33% en ese período. El mayor importador es Guatemala y el menor Nicaragua. Honduras muestra un crecimiento sostenido desde 1995, y en la actualidad es el segundo importador de la región, junto con Costa Rica. Se nota un cambio en la composición de las importaciones, ya que en el 2006 se adquirió un menor número de barriles de petróleo que en 1995, pero la cantidad de derivados aumentó casi un 84% (cuadro 11.11).

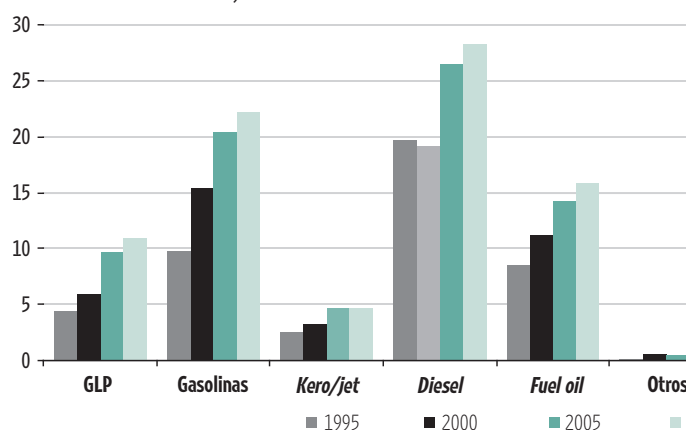
La composición de los derivados por producto muestra que el mayor crecimiento entre 1995 y 2006 se dio en el gas licuado de petróleo (GLP), las

gasolinas y el *fuel oil* (gráfico 11.7), mientras que el *diesel* registró un incremento mucho menor. En orden de importancia, los tres productos que más participaron en las importaciones fueron el *diesel*, las gasolinas y el *fuel oil*. El *diesel* tendió a disminuir su participación, ya que pasó del 44% en 1995 al 34% en el 2006. Por el contrario, las gasolinas aumentaron su contribución al total importado, de 22% a 27%. El *fuel oil* se mantuvo en el orden del 20%, mientras el GLP creció del 10% al 13%. El aporte de los demás productos prácticamente no tuvo variaciones.

La información desagregada por países revela comportamientos diferenciados. Guatemala permaneció relativamente

GRÁFICO 11.7

Centroamérica: volumen de importación de derivados de hidrocarburos. 1995-2006
(MILLONES DE BARRILES)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Cepal.

CUADRO 11.11

Centroamérica: volumen de importaciones de petróleo y derivados. 1995-2006
(MILES DE BARRILES)

	1995		2000		2005		2006	
	Petróleo	Derivados	Petróleo	Derivados	Petróleo	Derivados	Petróleo	Derivados
Centroamérica	29.697	44.944	35.184	55.476	15.886	75.944	16.801	82.569
Costa Rica	5.236	7.611	337	13.618	3.958	12.121	4.638	12.507
El Salvador	5.568	6.421	7.024	8.589	6.284	9.688	6.261	10.420
Guatemala	5.605	10.675	6.020	15.180	25	23.541	0	24.159
Honduras	0	8.942	0	10.454	0	14.557	0	16.091
Nicaragua	4.194	2.231	6.004	2.690	5.619	3.829	5.903	3.789
Panamá	9.094	9.064	15.799	4.945	0	12.208	0	15.602

Fuente: Cepal.

estable en todo el período, con más de la mitad de su consumo concentrado en la gasolina y el *diesel*, productos que son utilizados en el sector transporte. En el Salvador se registró una baja importante, de casi la mitad, en la participación del *diesel*, acompañada por incrementos en las gasolinas y el GLP. Para Honduras también se reportó un descenso significativo en el *diesel*, de alrededor de un 40%, así como en las gasolinas, pero el GLP aumentó su importancia relativa y el *fuel oil* la duplicó, debido a una mayor generación eléctrica con este insumo. En Nicaragua crecieron las gasolinas, el GLP y el *diesel*, pero el *fuel oil* redujo a la mitad su participación relativa. En Costa Rica prácticamente no se importó *fuel oil*, con excepción del período en que la refinería estuvo fuera de operación; el GLP y el *kero/jet* tuvieron incrementos notables, debido al aumento del transporte aéreo asociado a un mayor ingreso de turistas, mientras que el *diesel* mantuvo su contribución porcentual. En Panamá creció la participación de las gasolinas y el GLP, el *diesel* conservó su peso relativo y el *fuel oil* disminuyó su aporte en forma relevante (Cepal, 2007a).

Importación de hidrocarburos con fuerte peso en las variables macroeconómicas

Este crecimiento sostenido en la importación de hidrocarburos genera impactos concretos en las economías

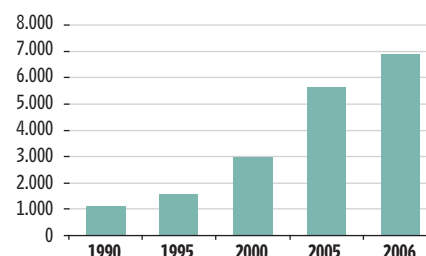
locales. En términos generales, algunas variables macroeconómicas se ven afectadas porque la devaluación se acelera, la cuenta corriente de la balanza de pagos, medida como porcentaje del PIB, se deteriora de modo significativo, y el ingreso per cápita disminuye. Tanto la inflación como el déficit fiscal aumentan, aunque existe un rezago entre el precio del petróleo y la inflación (Rigobón, 2005), ya que su efecto en los precios se percibe varios meses después. El comportamiento de estas variables es muy particular para cada país, dependiendo de su situación económica y social.

Un estudio reciente de la Cepal muestra que las continuas alzas en los precios de los hidrocarburos han tenido un fuerte impacto en la situación macroeconómica regional. La factura petrolera pasó de 2.960 millones de dólares en el 2000 a 6.878 millones en 2006, es decir, tuvo un incremento del 132%. Para el 2006 las importaciones de hidrocarburos representaron el 6,6% del PIB, porcentaje que ha venido creciendo en los últimos años. Por su parte, el déficit en la cuenta corriente de la balanza de pagos pasó de 3.659 millones de dólares en el 2002 (4,7% del PIB) a 5.424 millones en el 2005 (5,8% del PIB), y la inflación aumentó en casi todos los países en el mismo período (Cuevas, 2006).

Las importaciones CIF de crudo y derivados ascendieron a 1.107 millones de dólares para el año 1990 y a 6.878 millones de dólares para el 2006, lo cual significa que crecieron más de

GRÁFICO 11.8

Centroamérica: valor de las importaciones de hidrocarburos. 1990-2006
(MILLONES DE DÓLARES)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Cepal.

cinco veces. Si se analiza por períodos, se observa que entre 1990 y 2000 el aumento fue de 1,7 veces, entre 2000 y 2005 de 90%, y entre 2000 y 2006 de 1,3 veces (gráfico 11.8).

Las importaciones de hidrocarburos, como porcentaje de las exportaciones FOB totales del istmo, representaron el 11% en 1990, pero para los años 2005 y 2006 esa proporción alcanzó un 16% y un 17%, respectivamente, debido a los aumentos continuos en los precios internacionales. Como se mencionó, esto genera presiones inflacionarias, lo cual incide en mayores costos internos, lo que a su vez encarece las exportaciones y resta competitividad a la región. El cuadro 11.12 permite visualizar el peso de las importaciones de hidrocarburos con respecto a las exportaciones totales de cada país.

CUADRO 11.12

Centroamérica: valor de las exportaciones totales de bienes y servicios y las importaciones de hidrocarburos. 1990-2006
(MILLONES DE DÓLARES)

	1990		2000		2005		2006	
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Exportación
Centroamérica	1.107	10.365	2.960	26.713	5.643	35.424	6.878	40.226
Costa Rica	191	1.963	455	7.766	998	9.721	1.232	11.122
El Salvador	153	973	520	3.662	906	4.573	1.121	5.070
Guatemala	278	1.568	739	3.860	1.546	4.939	1.763	5.118
Honduras	153	1.033	359	2.490	1.833	3.494	1.053	3.796
Nicaragua	117	390	278	1.102	524	1.963	645	2.319
Panamá	214	4.438	609	7.833	836	10.736	1.065	12.413

Fuente: Cepal, 2007 a.

Siempre desde la perspectiva de las exportaciones, Guatemala es el país que más recursos destina a pagar la factura petrolera (un 34,4% para el 2006); le siguen Nicaragua (27,8%), Honduras (27,7%), El Salvador (22,1%) Costa Rica (11,1%) y Panamá (8,6%) (Cepal, 2007a). Si se analizan estas importaciones como porcentaje del PIB, las tendencias varían con respecto a las exportaciones totales. En el 2005, por ejemplo, para Nicaragua y Honduras las compras de hidrocarburos significaron una proporción de su producción que duplicó lo invertido por las demás naciones del istmo. Guatemala y Costa Rica son los países que dedican menos recursos al pago de la factura petrolera. Guatemala, que tiene el valor más alto en la relación entre importaciones y exportaciones totales (34,4%), muestra el valor más bajo con respecto al PIB (4,8%) (gráfico 11.9).

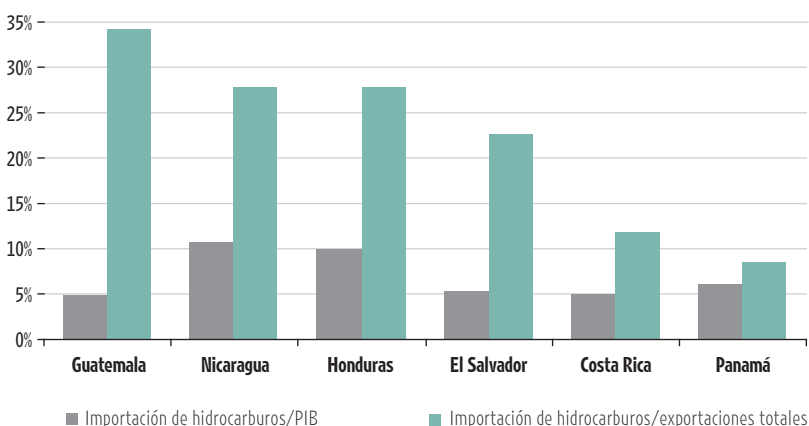
Proyecciones energéticas demandan inversión y cambios en el istmo

El futuro impacto de los hidrocarburos en la economía no solo está marcado por los problemas de precios y la dependencia regional, sino también por el posible agotamiento de las reservas mundiales en plazos relativamente cercanos. Las proyecciones indican que la producción de petróleo y gas natural tenderá a alcanzar un máximo para luego comenzar a declinar, mientras que el consumo seguirá en aumento; la combinación de ambos factores llevará a un momento en el que el consumo rebasará la oferta, al cual se ha denominado “pico petrolero”. Diversos estudios muestran escenarios distintos sobre este momento, el cual se podría estar dando entre los años 2010 y 2035, dependiendo de la evolución de las producciones futuras (gráfico 11.10). Lo anterior refuerza la necesidad de modificar patrones de consumo, optimizar la inversión buscando mayor eficiencia en el uso de los recursos y promover la adopción de tecnologías y fuentes limpias y renovables.

En el documento *Prospectiva energética de América Latina y el Caribe* (Olade, 2005), se incluyó un análisis

GRÁFICO 11.9

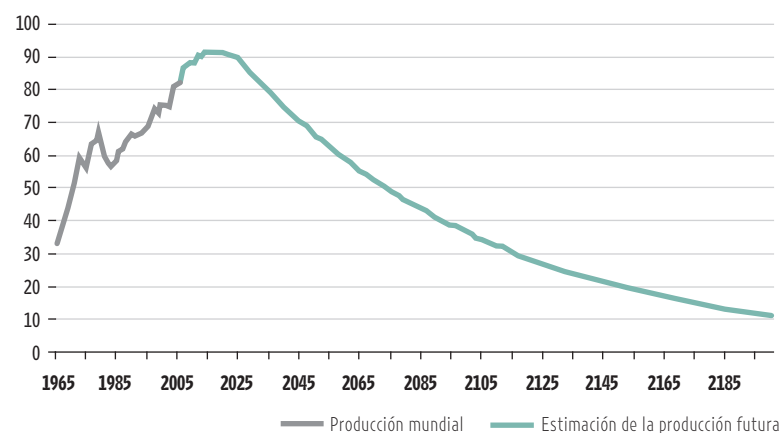
Centroamérica: importaciones de hidrocarburos en relación con el PIB y con las exportaciones. 2006



Fuente. Elaboración propia con datos de la Cepal.

GRÁFICO 11.10

Producción petrolera mundial y posibles escenarios de producción futura. 1965-2185 (MILLONES DE BARRILES/DÍA)



a/ La estimación de producción futura corresponde a un promedio de diversas proyecciones, elaborado por la organización Trendlines.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la revista *BP Statistical Review of World Energy* y de Trendlines.

sobre el comportamiento futuro de Centroamérica, en el cual se consideran dos escenarios básicos con un horizonte de tiempo definido por el período 2003-2018. En el escenario base, cuya premisa es que se mantienen las mismas condiciones que han prevalecido en el desarrollo económico regional, se supone que no se ejecutarán los proyectos incluidos en el Plan Puebla-Panamá (PPP) y que tampoco entrará

en vigencia el tratado de libre comercio entre Centroamérica, Estados Unidos y República Dominicana (CAFTA-DR)²². En este caso se estimó un crecimiento económico del 3,5% anual. El segundo escenario contempla el funcionamiento del CAFTA-DR y de los proyectos del PPP. Se asume entonces como existente la integración física y regional establecida en el PPP, que incluye iniciativas como el Siepac y la instalación de una

red de gasoductos, así como el uso de biocombustibles. Se presupone además una alta integración entre los países del istmo. En ambos escenarios el sector transporte sigue teniendo una alta participación. Estas proyecciones resultan útiles para identificar desafíos de política pública en la región.

La Cepal también ha realizado proyecciones de demanda, en este caso con un horizonte hasta el 2020, utilizando como año base el 2005. El estudio analizó seis escenarios posibles; el primero es de tipo tendencial y el sexto considera la existencia de un programa amplio y robusto de centrales hidroeléctricas, medidas de uso racional de energía, empleo de biocombustibles, un incremento en la cogeneración, una reducción del 10% en el consumo de leña y una disminución del 10% en el consumo de hidrocarburos líquidos en el sector de transporte. El monto de las inversiones, incluyendo las necesarias para alcanzar los Objetivos del Milenio, para los escenarios I y VI, se presenta en el cuadro 11.13.

La inversión adicional requerida para el escenario VI, con respecto al escenario I, es de más de 5.000 millones de dólares y según el estudio de Cepal tendría diversos efectos en la región, tales como: disminución de la importación de

4 millones de metros cúbicos de carbón, 28 millones de barriles de derivados del petróleo y 1.272 millones de metros cúbicos de gas natural; reducción de 28 millones de toneladas de gases de efecto invernadero, más otros contaminantes primarios y secundarios, minimización de los costos de inversión, operación y mantenimiento en la expansión del sistema de generación eléctrica, lo cual debería traducirse en menores incrementos en las tarifas eléctricas; menor gasto familiar en energía eléctrica, por el uso de fluorescentes compactos y refrigeradores más eficientes; mayor competitividad de la industria, gracias al descenso del gasto energético y la utilización de motores más eficientes; incremento de la actividad agrícola, por la expansión de las áreas de cultivo de caña de azúcar y palma africana, con el consecuente aumento en el trabajo rural, de 100.000 nuevos puestos como máximo; ampliación de la cobertura eléctrica para 691.700 viviendas; reducción del 10% en el consumo de leña, mediante la instalación de un millón de cocinas más eficientes; mejora de la salud de la población centroamericana, debido a la menor emisión de contaminantes primarios y secundarios (no cuantificados) y cumplimiento de los compromisos de Johannesburgo, con

respecto al porcentaje de la oferta de energía primaria cubierta por fuentes renovables en los años 2005, 2010 y 2020 (Cepal y SICA, 2007)

Estos análisis han sido realizados en el contexto de la elaboración de la “Estrategia energética sustentable centroamericana 2020”, aprobada inicialmente por los jerarcas públicos de los sectores de energía e hidrocarburos de la región en Ciudad de Guatemala en noviembre de 2007. El objetivo general de esta iniciativa es asegurar el abastecimiento energético de la región con la calidad, cantidad y diversidad de fuentes necesarias para garantizar el desarrollo sostenible, teniendo en cuenta la equidad social, el crecimiento económico, la gobernabilidad y los compromisos ambientales asumidos en el plano internacional (recuadro 11.4).

Implicaciones ambientales y acciones para la sostenibilidad

Los patrones de producción y consumo analizados en las secciones anteriores, plantean desafíos que la región debe encarar a fin de lograr que la energía sea un instrumento para el desarrollo humano sostenible. Es claro que, junto a las repercusiones de índole económica, las tendencias mantenidas por años en el uso de las fuentes de energía han dejado una huella en la calidad del aire, la salud de las personas y el medioambiente, como resultado de una explotación poco racional de los recursos naturales. Este apartado examina algunas de las implicaciones ambientales de esta situación, así como las acciones nacionales y regionales que se han puesto en marcha para mitigarlas y mejorar la sostenibilidad, en el marco de los compromisos internacionales adquiridos por los países centroamericanos.

Impactos energéticos y emisiones generan preocupación internacional

Sin duda alguna, los principales efectos ambientales de la producción y uso de la energía tienen que ver con las emisiones que se derivan de los procesos relacionados con el petróleo y, en segunda instancia, de la obtención de

CUADRO 11.13

Centroamérica: inversiones eléctricas proyectadas en los escenarios I y VI. 2007-2020 (MILLONES DE DÓLARES DE 2005)

Sector	Inversiones	
	Escenario I	Escenario VI
Generación de electricidad ^{a/}	11.000	14.000
Cogeneración	0	480
Infraestructura petrolera	80	78
Infraestructura de gas natural	1.020	340
Uso racional de la energía	0	1.930
Biocombustible	0	250
Cocinas mejoradas	0	100
Electrificación Objetivos del Milenio	760	760
Total	12.860	17.938

a/ Las inversiones eléctricas no incluyen los costos de operación y mantenimiento. El subsector eléctrico no incluye las inversiones en distribución en el área de concesión de las distribuidoras, ni en la de transmisión. El subsector petróleo no incluye las inversiones en transporte.

Fuente: Cepal.

RECUADRO 11.4

Principales metas de la "Estrategia energética sustentable centroamericana 2020"

Entre los objetivos específicos de esta estrategia, aprobada en el 2007, se establece: 1) reducir la tasa de crecimiento de la demanda de derivados de petróleo (por sectores de consumo y generación de energía eléctrica); 2) mejorar la eficiencia y promover el uso racional de la energía, tanto de los sectores de la demanda como los de la oferta (campaña regional de información para el ahorro de energía, armonización de normas y reglamentaciones técnicas, entre otras medidas); 3) incorporar nuevas tecnologías y fuentes de energía menos contaminantes (uso de la biomasa en generación eléctrica, evaluación de impactos del uso de GLP en el sector transporte, entre otros); 4) aumentar el acceso a los servicios energéticos de las poblaciones de menores ingresos y aisladas (alternativas de abastecimiento a comunidades aisladas, alternativas para el uso productivo de la energía para el desarrollo rural,

entre otros); 5) mitigar los efectos del uso y producción de energía sobre el ambiente (sustitución de fuentes contaminantes por no contaminantes, definición de normas y regulación, entre otros).

Con base en los resultados de los diferentes escenarios analizados por Cepal y SICA para el año 2020, y considerando los objetivos de la estrategia, se proponen cinco grupos de metas:

>> **Acceso a la energía por parte de la población con menos recursos:** alcanzar al menos el 90% de cobertura eléctrica.

>> **Uso racional y eficiencia energética:** reducir en 10% el consumo de leña para cocción (cocinas más eficientes), en 12% el uso de energía eléctrica en los sectores residencial, comercial, industrial y de alumbrado público (sistemas de iluminación eficientes), en 35% el empleo de electricidad para refrigeración en el sector residencial (nuevos refrigeradores)

y en 10% el uso de energía eléctrica en el sector industrial (motores eficientes); llevar al menos al 12% el nivel de pérdidas en los sistemas eléctricos de los países de la región y disminuir en 10% el consumo de derivados del petróleo en el transporte público y privado (manejo eficiente).

>> **Fuentes renovables de energía:** aumentar en 11% la participación en el mercado eléctrico de la energía generada a partir de fuentes renovables.

>> **Biocombustibles:** sustituir el 15% del consumo de derivados del petróleo en el transporte público y privado.

>> **Cambio climático:** reducir en un 20% la emisión de gases de efecto invernadero con respecto a lo esperado según el escenario I para el 2020.

Fuente: Elaboración propia con base en Cepal y SICA, 2007.

biomasa a partir de diversas fuentes. Paralelamente, la generación, incluso desde fuentes renovables, puede tener impactos diversos en los contextos naturales y sociales en los cuales se aprovechan los recursos. Dado que la región exhibe una clara dependencia de los hidrocarburos y serios problemas de eficiencia en el sector transporte, entre otros, es evidente la necesidad de promover cambios tecnológicos y diseñar políticas específicas a nivel nacional y regional.

En el mundo, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) originadas en el consumo de petróleo, gas natural y carbón, así como en el venteo y quema de gas natural en los campos de producción, se incrementaron de 21,7 gigatoneladas (Gt) en 1994, a 27 Gt en 2004, lo que equivale a un aumento global del 24,9% y un ritmo de crecimiento anual del 2,2%. Estados Unidos, China, Rusia, Japón e India son los cinco principales emisores y participaron con el 54% del

total mundial en 2004. En el sector energético, el consumo de petróleo es la mayor fuente de emisiones de CO₂: 40,1% para 2004. El segundo puesto corresponde al carbón, con 39,2%; el consumo y quema de gas natural se situó como la tercera fuente de emisiones de CO₂ en 2007 (20,7%) (Cepal y SICA, 2007).

La generación de electricidad con combustibles fósiles es la principal fuente de emisiones dentro del sector energético; su importancia relativa alcanzó el 40,6% en 2004. El sector transporte representa la mitad, 20,3%, y le siguen la industria (18,2%) y el conjunto de los sectores residencial, servicios, agricultura y gobierno (12,6%); otros usos no energéticos aportan el 8,3% (Cepal y SICA, 2007).

En la década de los ochenta, investigaciones científicas realizadas en diversos lugares del mundo alertaron acerca del efecto sobre el medioambiente que estaba generando la emisión de gases

de efecto invernadero, por el consumo de derivados fósiles. Si no se adoptan medidas como un uso eficiente de la energía, el desarrollo de nuevas fuentes renovables y otras alternativas, las emisiones de carbono se duplicarán para mediados del presente siglo (Mckibben, 2007), con el consiguiente aumento en la temperatura del planeta. A raíz de esta advertencia se han comenzado a tomar acciones para revertir la situación y se han adquirido compromisos que involucran a países desarrollados y en vías de desarrollo (recuadro 11.5).

Para disminuir la dependencia de los hidrocarburos, en el contexto mundial existen diversas opciones, mayoritariamente centradas en reducir el consumo de petróleo y sustituirlo por fuentes renovables. En Estados Unidos se ha propuesto el ahorro de hasta 8.500 millones de galones de gasolina para el 2017, mediante la introducción de normas más rigurosas para la fabricación de vehículos; para ese mismo año se

RECUADRO 11.5

Algunas acciones mundiales para la reducción de emisiones

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Es el primer acuerdo internacional legalmente vinculante sobre el problema del cambio climático ocasionado por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), que muestran una tendencia creciente debido al mayor consumo de combustibles fósiles. Fue suscrita en la Cumbre de Río (1992) por 155 países y entró en vigencia mundial el 21 de marzo de 1994. La Conferencia de las Partes (COP) es el órgano superior de la Convención.

El objetivo básico de este instrumento es lograr la estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera en un plazo que garantice que las especies se adapten a este cambio, que la producción de alimentos no se vea amenazada y que el desarrollo económico sostenible se mantenga a nivel mundial. En él se establecen compromisos diferenciados para países desarrollados y en desarrollo, entre los que destacan la elaboración, actualización y publicación periódica de un inventario nacional de emisiones y sumideros de GEI, así como el desarrollo de programas nacionales y regionales de mitigación y adaptación a los impactos derivados del cambio climático. También hay iniciativas en materia de transferencia tecnológica, intercambio de información, educación y capacitación.

Protocolo de Kyoto. Es un instrumento legalmente vinculante que establece compromisos más específicos en cuanto a reducción y limitación de los GEI para los países incluidos en el Anexo I de la Convención el cual incluye a varios países, principalmente de la OCDE. El Protocolo entró en vigencia el 16 de febrero de 2005 y a la fecha lo han firmado 141 naciones, que emiten el 61,5% de los gases (Australia y Estados Unidos no lo han suscrito). El acuerdo principal es la reducción conjunta de al menos un 5% las emisiones de GEI para el período 2008-2012, con respecto al nivel de 1990. Para ello existen tres mecanismos:

» Mecanismo de desarrollo limpio (MDL). Permite a una entidad pública o privada de un país perteneciente al Anexo I financiar proyectos en un país en desarrollo, con el fin de asegurar una reducción de emisiones o incremento de la absorción de GEI adicional a lo que “normalmente” se hubiera dado. Además, estos proyectos deben contribuir al desarrollo sustentable del país receptor, de acuerdo con sus políticas nacionales. Las iniciativas deben ser aprobadas tanto por la nación receptora como por el Consejo Ejecutivo del MDL. Algunos de sus campos de aplicación son el ahorro y uso racional de la energía, promoción de energías renovables, producción y distribución

de electricidad, eliminación de desechos, generación de biocombustibles y cambio de procesos industriales. Estos proyectos generan créditos llamados “reducciones de emisiones certificadas” (REC), los cuales pueden usarse para cumplir alguna meta de reducción de emisiones, venderse o guardarse para una utilización futura.

» Mecanismo de aplicación conjunta (MAC). Faculta a los países del Anexo I para realizar proyectos específicos en otro de los países desarrollados, para alcanzar las metas que se propusieron en materia de reducción de emisiones y facilitar el intercambio de tecnología entre ellos.

» Comercio de Emisiones (CE). Posibilita que los países del Anexo I intercambien entre sí créditos resultantes de los proyectos realizados mediante el MDL y el MAC, así como unidades de absorción provenientes de iniciativas de fijación de GEI. Las entidades públicas o privadas pueden participar en el intercambio internacional de derechos de emisión si sus países son signatarios del Protocolo de Kyoto.

Fuente: Elaboración propia con base en Cepal y SICA, 2007.

plantea reducir en un 20% el consumo de gasolina y aumentar la producción de biocombustibles²³ en 35.000 millones de galones. Se encuentra en marcha un programa de la producción de etanol a partir de maíz, el cual se emplea para elaborar una mezcla de 85% etanol anhidro y 15% gasolina (E85), que se puede utilizar solo en vehículos flexibles (*flexible fuel vehicles*, FFV) y se vende en unas 1.200 estaciones de servicio en la región central de ese país (Infante, 2007).

Por su parte, en el 2003 la Unión Europea exigió a sus países que, para el año 2010, usen en el transporte terrestre

un mínimo de 5,75% de energías renovables. Alemania, que es el mayor productor de *biodiesel* en el mundo, ha establecido el uso obligatorio del B4.4 (95,6% *diesel* y 4,4% *biodiesel*) con un precio interno menor que el *diesel* proveniente de los hidrocarburos fósiles (Infante, 2007). A su vez, Suecia ha lanzado un plan para sustituir por fuentes renovables el 100% de la energía nacional derivada del petróleo, para el año 2020. Ya en el 2007 cerca del 1% de los vehículos (40.000) funcionaba con combustibles alternativos. Además se puso en marcha un nuevo programa de incentivos para “autos verdes”, mediante

el cual el Gobierno recompensa al propietario de un nuevo auto ecológico con 10.000 coronas (1.400 dólares) (Lovgren, 2007).

En América Latina, desde hace treinta años Brasil tiene un programa intensivo de uso de etanol bajo el cual desarrolló la tecnología FFV, que ha llevado a reducir la dependencia del petróleo. La flexibilidad en la mezcla de etanol y gasolina le permite obtener, dependiendo de los precios internacionales, un mayor beneficio económico. Entre 1986 y 2005, el Programa Nacional para Conservación de Energía Eléctrica (Procel) invirtió aproximadamente 461

millones de dólares, que se tradujeron en un ahorro de energía de 21.753 GWh anuales. Este ahorro equivale a una generación equivalente a 5.124 MW y una postergación de inversiones superior a 8.000 millones de dólares. Este programa se financia con recursos propios del Fondo de Reserva Global de Reversión; además recibe apoyo internacional de entidades como el Global Environment Facility (GEF) del PNUD. Solo en el 2005 se invirtieron 52,7 millones de dólares en iniciativas de eficiencia energética en ese país. De esta forma se logró un ahorro energético de 2.158 GWh y una postergación de inversiones en nuevos proyectos del orden de 960 millones de dólares (Olade, 2007b).

La alternativa de los biocombustibles ha sido explorada en casi todas las regiones, aunque en algunos casos los esfuerzos son incipientes. Esta opción muestra ventajas importantes, como biodegradabilidad, un bajo contenido de azufre y ausencia de compuestos aromáticos; se ha señalado que el uso de *biodiesel* reduce las emisiones contaminantes de los motores convencionales, con un 99% menos de óxido de azufre, 30% menos de hidrocarburos no quemados y 25% menos de monóxido de carbono (Bornet, 2004). Sin embargo cabe destacar, como se mencionó en la primera parte de este capítulo, que existe un debate científico a este respecto. El estudio de Righelato y Spracklen (2007) argumenta que el secuestro de carbono logrado por la restauración forestal es mayor que las emisiones evitadas a partir del uso de biocombustibles líquidos; por tanto, los esfuerzos deben centrarse en incrementar la eficiencia en el uso del combustible fósil, conservar los bosques y sabanas existentes y restaurar bosque natural y pastos en tierras de cultivo actuales que no se necesiten para alimentación, entre otros aspectos.

Acciones regionales para la eficiencia energética y la reducción de gases de efecto invernadero

Los países centroamericanos han empezado a tomar acciones para promover un uso racional y eficiente

de la energía. Por ejemplo, en el sector transporte ya se están ejecutando medidas como el reordenamiento vial en las principales zonas urbanas, mejoras en el transporte público, e implementación de nuevas normas para la importación de vehículos, relacionadas con un aumento en la eficiencia y estándares ambientales asociados a menores emisiones de GEI. En el sector eléctrico hay esfuerzos para la sustitución gradual de bombillos incandescentes por fluorescentes, tanto a nivel residencial como en el alumbrado público (Cepal y SICA, 2007). También se han dado algunas acciones para introducir en el sector transporte el uso de etanol con gasolina, y *biodiesel* con *diesel*, en diferentes proporciones de mezcla. En algunos países se utiliza el GLP en taxis y transporte privado.

En cuanto a los compromisos derivados de la Convención Marco de Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto, dado su desarrollo económico las naciones centroamericanas no tienen límites establecidos como meta para sus emisiones de GEI. Sin embargo, en vista de que las principales fuentes energéticas regionales son los hidrocarburos y la biomasa (83% leña), responsables de una gran parte de estas emisiones, es importante considerar su alto impacto. En el año 2006, los GEI derivados del consumo de petróleo en el istmo fueron de 38 millones de toneladas de dióxido de carbono, 1,2 millones de toneladas de óxido de carbono, 272.000 toneladas de óxidos de nitrógeno y 166.000 toneladas de dióxido de azufre (Cepal y SICA, 2007). Estas emisiones, que han venido mostrando una tendencia al alza desde 1990, causan graves problemas en la calidad de vida de las poblaciones.

Todos los países del área han suscrito la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto. Adicionalmente se han creado diversas instituciones regionales y nacionales, como la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD) y el Consejo Mesoamericano de Ministros del Ambiente, como entidades responsables de implementar y dar seguimiento a las acciones acordadas para reducir los GEI.

También se han establecido instituciones que buscan la integración de los sectores energético y ambiental. Una de ellas es el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), fundado en 1979 por las seis empresas públicas existentes en la región. Este fue el resultado final del proceso que dirigió el Grupo de Interconexión Eléctrica Centroamericana, coordinado por la oficina de la Cepal en México. El Poder Ejecutivo de cada país aprobó los estatutos de la entidad, a la que se le asignó la función esencial de cooperar, coordinar e integrar la adopción de sistemas eficientes de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El financiamiento del CEAC se logra a través de una cuota anual de las empresas miembros. En la actualidad el Consejo participa activamente en el proceso de integración eléctrica del istmo. Como parte de su estructura se conformó el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR), cuyo rol básico es elaborar los estudios de planificación indicativa de la región²⁴ (Cepal, 2003).

También existe el Comité de Cooperación de Hidrocarburos para América Central (CCHAC), cuya creación fue parte de los resultados del Foro Regional Energético para América Central (Freac), realizado en 1991. Está conformado por los directores del subsector de hidrocarburos de cada país y su objetivo fundamental es la integración para lograr un uso más eficiente de los hidrocarburos. Ha tenido problemas de funcionamiento, debido a la falta de respaldo financiero de los miembros. Sin embargo, ha efectuado estudios importantes gracias al apoyo de la Cepal, el Gobierno de Alemania a través de la GTZ, el BID y más recientemente el Gobierno de Italia (Cepal, 2003).

Otra instancia relevante es la Unidad de Coordinación Energética Regional del SICA, cuya creación se acordó durante la XXVIII Reunión Ordinaria de los Jefes de Estado de los países del Sistema de Integración Centroamericana, celebrada en la ciudad de Panamá en julio de 2006. Esta Unidad debe coordinar toda sus acciones con la CEAC y el CCHAC, así como con el Comité de Cooperación para el

Ambiente y Desarrollo (CCAD), para garantizar que en todas las iniciativas energéticas se incluya el tema de la protección del ambiente (Cepal, 2003). En el marco de estas instituciones y de las relaciones entre los países, también Centroamérica ha puesto en marcha diversos proyectos regionales en el campo energético (recuadro 11.6).

Por último, durante la Cumbre del Milenio realizada en Nueva York en el año 2000, 191 países aprobaron la Declaración del Milenio, en la cual se comprometieron a centrar su interés y

esfuerzo en ocho objetivos: erradicar la pobreza extrema y el hambre, lograr enseñanza primaria universal, promover la equidad de géneros y la autonomía de la mujer, reducir la mortalidad infantil, mejorar la salud materna, combatir el VIH/SIDA, la malaria y otras enfermedades, garantizar la sostenibilidad del medioambiente y fomentar una asociación mundial para el desarrollo. En este marco, la Cepal ha planteado que, para varios países de la región, “la ausencia y/o la dificultad de acceso a servicios energéticos causan

fuertes rezagos económicos, sociales y culturales en la población, permitiendo participar en cadenas de producción sencillas, de escaso valor agregado, con opciones más limitadas para el comercio. De igual forma, los servicios de educación y salud son de menor calidad. Por ello, el acceso a servicios energéticos modernos se ha convertido en la piedra angular del desarrollo sostenible y uno de los medios que mayor impacto tienen en la calidad de vida de los habitantes y en la reducción de la pobreza” (Cepal, 2007c).

RECUADRO 11.6

Proyectos regionales en favor del desarrollo sustentable del sector energético

En Centroamérica existen cuatro proyectos con especial trascendencia en la búsqueda de un desarrollo sustentable en el sector energético.

» **Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (Siepac).** Este proyecto prevé la construcción de infraestructura de interconexión (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permitirá el intercambio de energía eléctrica desde Guatemala hasta Panamá. También incluye la creación de un mercado regional de electricidad regido por dos organismos supranacionales. El componente reglamentario e institucional está siendo elaborado por una Unidad Ejecutora adscrita al CEAC. A la fecha se han instalado la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CIER), también conocida como la Comisión Reguladora de la Interconexión Eléctrica, y el Ente Operador Regional (EOR), como operador del sistema eléctrico y administrador del mercado en lo que concierne a las transacciones regionales. La primera está ubicada en Guatemala y el segundo en El Salvador.

El componente de infraestructura está bajo responsabilidad de la Empresa Propietaria de la Red (EPR)²⁵, y consiste primordialmente en el diseño, ingeniería y tendido de las líneas de transmisión (de 1.802 kilómetros y 230 KW, con una inversión estimada de 320 millones de

dólares). Además se prevé la construcción de torres para un segundo circuito futuro, que se conectarán a 15 subestaciones de los países de la región mediante 28 bahías de acceso; también se incluyen equipos de compensación reactiva. Esta infraestructura inicial, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitiría disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de cerca de 300 MW. La construcción empezó a mediados de 2007. Ese mismo año, durante la Cumbre del Plan Puebla Panamá, se suscribió el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el cual completa el proceso de armonización de regulaciones para la operación del Siepac, y ya cuenta con la ratificación de los respectivos Congresos.

En forma paralela al proyecto Siepac, y siempre en el marco del Plan Puebla-Panamá, los gobiernos de Guatemala y México acordaron realizar una interconexión eléctrica entre ambos países. Esto implica la instalación de una línea de transmisión de 400 KW y 103 kilómetros de extensión, 32 de los cuales estarán en territorio mexicano y el resto en territorio guatemalteco. La capacidad de enlace se estima en 200 MW en dirección hacia Guatemala y 70 MW hacia México. El costo total del proyecto será de 55,8 millones de dólares. La construcción comenzó en junio de 2006. Actualmente se encuentra en estudio otro proyecto de interconexión, entre Colombia y Panamá.

» **Armonización de las normas sobre combustibles.** Dentro del proceso de unión aduanera, la armonización regional de las normas aplicables a los diferentes derivados del petróleo ha sido una tarea a cargo de las direcciones generales de hidrocarburos. Al 30 de junio del 2007 se habían aprobado los reglamentos técnicos centroamericanos de las gasolinas regular y superior, *diesel*, *biodiesel*, cilindros portátiles para almacenar GLP, aceites lubricantes para motores de gasolinas y *diesel*; transporte terrestre de hidrocarburos líquidos y GLP, asfaltos, gasolina de aviación y *kerosene*.

» **Matriz de acciones para la integración y el desarrollo energético centroamericano.** Ante el alza en los precios del petróleo, en mayo de 2004 los ministros de energía del istmo aprobaron el Plan de Emergencia Energético, que posteriormente fue ratificado por los Jefes de Estado de la región. A partir de este Plan, el BID, la Secretaría General del SICA y la sede subregional de la Cepal, diseñaron un nuevo programa, denominado “Matriz de acciones para la integración y el desarrollo del sector energético centroamericano”. Esta propuesta fue aprobada por los directores de energía en diciembre de 2005 en Guatemala, luego por los ministros de energía y posteriormente por los Jefes de Estado. Para junio de 2007 la Matriz contaba con un total de 65 proyectos, de los cuales 7 ya se habían

>> CONTINÚA

RECUADRO 11.6

CONTINUACIÓN

ejecutado, 22 estaban en proceso de realización y el resto no tenía aún financiamiento. Entre los proyectos ejecutados se puede mencionar el levantamiento de un inventario de 383 proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, un estudio de ordenamiento vial en las ciudades de Guatemala, Tegucigalpa y San Salvador, la elaboración de un conjunto normas para el etanol y la investigación de perspectivas para la producción de *biodiesel* en cuatro países.

»Programa de Integración Energética Mesoamericana. Esta es una iniciativa del

Gobierno de México, que fue presentada en 2005 y está conformada por varios proyectos, entre los que sobresalen los estudios para una refinería regional y el suministro de gas natural. Participan México, los países miembros del SICA y Colombia. El estudio de factibilidad de la refinería fue concluido en 2007; identificó varios sitios potenciales en Centroamérica e incluyó entre sus productos finales los documentos necesarios para el proceso de licitación. En este sentido, conviene resaltar el apoyo de la empresa Petróleos Mexicanos Internacional a los países miembros del programa, en el proceso de negociación con los potenciales inversionistas.

También se concluyó el estudio para el suministro de gas natural a la región, en el cual se determinaron las opciones de abastecimiento, ya sea a través de ductos desde Colombia y Venezuela, o por medio de regasificadoras en Costa Rica y El Salvador, para recibir gas natural licuado. Asimismo, se organizó el Grupo Mesoamericano de Biocombustibles, para impulsar acciones tendientes a la producción y utilización de biocombustibles en el área.

Fuente: Elaboración propia con base en Cepal, 2003 y 2007b.

La investigación de base para este capítulo fue realizada por Carlos González.

La edición final estuvo a cargo de Leonardo Merino, con el apoyo de Alberto Mora.

Por su apoyo en el proceso de investigación se agradece a Fernando Cuevas, Director de la División de Recursos Naturales y Energía de Cepal, México. La Olade facilitó el acceso a información y bases de datos para la elaboración de este capítulo.

Por sus orientaciones técnicas y observaciones se agradece a Alvaro Muñoz, de Recope.

Por su lectura crítica y comentarios se agradece a Jimmy Fernández, de Recope, a la Dirección Sectorial de Energía del Minae en Costa Rica y a Karla Meneses, del Programa Estado de la Nación.

La revisión de cifras la efectuó Elisa Sánchez.

El taller de consulta se llevó a cabo el 19 de noviembre de 2007 en San José, Costa Rica, con la asistencia de Ana Lucía Alfaro (Costa Rica), Orlando Bravo (Costa Rica), Carlos González (Costa Rica), Miguel Gutiérrez (Costa Rica), Mario Madrigal (Costa Rica), Alejandro Martínez (Nicaragua), Julio Montes de Oca (Costa Rica), Marco Otoyá (Costa Rica), Alberto Mora (Costa Rica), Roberto Moreno (Panamá), Héctor Pérez Veliz (Guatemala), Juan Carlos Posada (Honduras), Ricardo Sequeira (Costa Rica), Fanny Solano Abarca (Costa Rica), Claudio Tona (El Salvador), Hugo Ventura (México) y Gloria Villa (Costa Rica).

Se agradece al Programa de Formación e Investigación para la Integración Regional (SG-CSUCA/PAIRCA) por el auspicio del estudio base para la preparación de este capítulo.

NOTAS

- 1** El barril equivalente de petróleo, en volumen, corresponde a 159 litros (González, 2008).
- 2** “Se habla de situaciones porque, cuando se utiliza una multiplicidad de indicadores, generalmente no es posible agregarlos para obtener magnitudes escalares y es necesario recurrir a expresiones vectoriales” (Cepal et al., 2003).
- 3** La intensidad energética se mide como la cantidad de energía empleada para la producción de una unidad monetaria.
- 4** La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) está conformada por veinte países.
- 5** El crudo se mejora, antes de exportarlo, en la mini-refinería La Libertad.
- 6** Excepto en El Salvador, en todos se han realizado actividades de exploración (Cepal, 2006). En Costa Rica, sin embargo, en 2005 el Gobierno canceló el contrato suscrito con este fin y en la actualidad existe un proceso judicial presentado por la empresa que tenía la adjudicación. Además está en discusión la firma de un segundo contrato con otra empresa.
- 7** En la actualidad (febrero de 2008) se está en la etapa de pruebas de una nueva línea y está en proceso de estudio la factibilidad técnica, económica y financiera de utilizar una de las líneas para trasegar GLP hasta el área metropolitana, a fin de disminuir el transporte de este producto por carretera, por medio de camiones cisterna (E: Valverde, 2007).
- 8** Esta capacidad disminuye en la época de invierno, por el cambio en la viscosidad que generan las bajas temperaturas.
- 9** Ya se han presentado problemas para cubrir la demanda en Costa Rica.
- 10** La primera con una capacidad de 30.000 bpd; sobre la segunda no se obtuvo información.
- 11** Mecanismo que incluye solamente destilación, reformación y algún hidrotratamiento. Esta configuración es de las más simples en cuanto a tecnología de refinación.
- 12** Con base en 330 días de operación y suponiendo 35 días para mantenimiento.
- 13** En Costa Rica, las mejoras propuestas tienen como objetivo convertir a la refinería en una instalación tipo “complex”, es decir, con tecnología más avanzada y mayor producción de gasolina y *diesel*.
- 14** Esta identificación de capacidad potencial se basa en estimaciones. Es importante considerar que hay factores diversos en cada país (biofísicos, geográficos, normativos, entre otros) que hacen que este cálculo no siempre corresponda a potenciales explotables.
- 15** Las referencias que aparecen anteceditas por la letra “E” corresponden a entrevistas o comunicaciones personales realizadas durante el proceso de elaboración del Informe. La información respectiva se presenta en la sección “Entrevistas”, de la bibliografía de este capítulo.
- 16** Con excepción del producto “gasolinas/alcohol”, que podría incluir algún consumo de etanol, dadas algunas experiencias regionales de mezcla de gasolina con alcohol.
- 17** Incluye el consumo final y el consumo para generación eléctrica.
- 18** Este crecimiento, excluyendo a los países industrializados, se concentró en China.
- 19** Algunas operan en varios países y se contabilizan una sola vez.
- 20** No se permite la integración vertical.
- 21** De acuerdo con Dussan (2005), este sistema no ha logrado el objetivo de favorecer a la población de menores ingresos y un 78% del subsidio llega a población no pobre.
- 22** En marzo de 2008, el TLC había sido aprobado por todos los países signatarios. Esto incide en que los resultados finales de las proyecciones realizadas bajo este escenario puedan cambiar en forma sustancial y que su aplicación corresponda más bien al escenario siguiente.
- 23** La capacidad de producción de etanol era de 52 millones de litros por día en 2006. En ese año se encontraban en construcción 70 refinerías. La producción de *biodiesel* en 2005 fue de 248 millones de toneladas (Infante, 2007).
- 24** En abril de 2007, este grupo publicó el *Plan indicativo de expansión de la generación regional* para el período 2007-2020.
- 25** EPR también es conocida comercialmente como Empresa Propietaria de la Línea de Transmisión Eléctrica S.A. La EPR es una empresa regida por el derecho privado, a la cual, mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo, cada Gobierno otorgó el respectivo permiso, autorización o concesión para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión eléctrica regional.

