



NACIONES UNIDAS



SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO

ESTUDIO SECTORIAL REGIONAL SOBRE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO EN CENTROAMÉRICA

Este documento fue preparado el señor Víctor Hugo Ventura, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales (UERN), Jennifer Alvarado, Manuel Eugenio Rojas y Eugenio Torijano, asistentes de investigación de la UERN, y la consultora Rosa Estela Félix de la Sede Subregional de la CEPAL en México.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN EJECUTIVO	7
PRESENTACIÓN	11
I. ANTECEDENTES, OBJETIVOS Y ALCANCES DEL ESTUDIO	13
1. Antecedentes	13
2. Objetivos	13
3. Alcances	14
II. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO	17
1. Aspectos demográficos y económicos	17
2. Aspectos energéticos	19
3. Indicadores	37
4. Emisiones de bióxido de carbono asociado al uso de combustibles fósiles	44
III. PROSPECTIVA Y LÍNEAS EVOLUTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO	47
A. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS	47
1. Metodología	48
2. Supuestos	49
B. RESULTADOS	51
1. Escenario base	53
2. Escenario de crecimiento económico alto	61
3. Escenario de crecimiento económico bajo	67
IV. COSTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ENERGÍA Y EVALUACIÓN DE OPCIONES DE MITIGACIÓN	74
A. COSTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ENERGÍA	74
1. Identificación de los potenciales impactos del cambio climático en el sector energía	76
2. Evaluación preliminar del impacto del cambio climático en la producción de energía eléctrica	77
B. OPCIONES GENERALES DE MITIGACIÓN EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO	82
1. Mitigación en el consumo eléctrico residencial	85
2. Mitigación en el consumo eléctrico de los servicios de alumbrado público	90

C.	ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE GEI Y EL AUMENTO DE LA EFICIENCIA EN EL TRANSPORTE CENTROAMERICANO	92
1.	Normas para la importación de vehículos	95
2.	Modernización del sector transporte	95
3.	Otras medidas	98
V.	CONCLUSIONES	102
1.	Conclusiones y observaciones	102
2.	Recomendaciones y reflexiones finales	105
	BIBLIOGRAFÍA	109
	ANEXO: ANÁLISIS DE ESCENARIOS DEL PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA	113

ÍNDICE DE CUADROS

1	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ENERGÍA PRIMARIA TOTAL, 2008.....	23
2	CENTROAMÉRICA Y BELICE: CONSUMO FINAL ENERGÉTICO, 2008	26
3	CENTROAMÉRICA Y BELICE: CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN, 2008.....	30
4	CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN NETA, 2008	30
5	CENTROAMÉRICA Y BELICE: VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2008	31
6	CENTROAMÉRICA: CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR TRANSPORTE CON RESPECTO AL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA E HIDROCARBUROS, 2008.....	33
7	PAÍSES SELECCIONADOS: DENSIDAD POBLACIONAL, 2008	36
8	CENTROAMÉRICA Y BELICE: INDICADORES ECONÓMICOS Y DE DEPENDENCIA A LAS IMPORTACIONES, 2008	37
9	CENTROAMÉRICA Y BELICE: INDICADORES DE DEPENDENCIA A LOS HIDROCARBUROS, 2008	38
10	CENTROAMÉRICA Y BELICE: INDICADORES DE CONSUMO DE ENERGÍA, 2008.....	39
11	CENTROAMÉRICA: PARQUE AUTOMOTOR, 2000-2007.....	42
12	CENTROAMÉRICA: INDICADORES DE LA RELACIÓN PARQUE VEHICULAR - PIB	42
13	CENTROAMÉRICA: INDICADORES POR TIPO DE MOTOR, RENDIMIENTOS, RECORRIDO Y CONSUMO, 2007.....	44
14	CENTROAMÉRICA Y BELICE: TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB Y DE LA DEMANDA DEMANDA DE ENERGÍA EN LOS TRES ESCENARIOS, 2010-2100	51
15	CENTROAMÉRICA Y BELICE: CONSUMO DE ENERGÍA E INDICADORES BÁSICOS EN LOS TRES ESCENARIOS, 2010-2100	53
16	CENTROAMÉRICA Y BELICE: TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB Y LA DEMANDA DE ENERGÍA, ESCENARIO BASE, 2010-2100	54
17	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA, PARTICIPACIÓN POR PAÍSES, SECTORES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y FUENTES RENOVABLES, ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2010-2100.....	55
18	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR, ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2100	58
19	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR PAÍS, ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2010-2100.....	59
20	CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PAÍS, ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2100	60

21	CENTROAMÉRICA Y BELICE: TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB Y LA DEMANDA DE ENERGÍA, ESCENARIO ALTO, 2010-2100.....	62
22	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA, PARTICIPACIÓN POR PAÍSES, SECTORES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y FUENTES RENOVABLES, ESCENARIO ALTO, 2010-2100.....	63
23	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PAÍS, ESCENARIO ALTO, 2100.....	64
24	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR PAÍS, ESCENARIO ALTO, 2010-2100.....	65
25	CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ESCENARIO ALTO, 2100	66
26	CENTROAMÉRICA Y BELICE: TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB Y DE LA DEMANDA DE ENERGÍA, ESCENARIO BAJO, 2010-2100.....	68
27	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA, PARTICIPACIÓN POR PAÍSES, SECTORES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y FUENTES RENOVABLES, ESCENARIO BAJO, 2010-2100	69
28	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR, ESCENARIO BAJO, 2100.....	70
29	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR PAÍS, ESCENARIO BAJO, 2007-2100.....	71
30	CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ESCENARIO BAJO, 2100	72
31	PRINCIPALES IMPACTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ENERGÍA	75
32	CENTROAMÉRICA Y BELICE: REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA (A) VS EL ESCENARIO DE LÍNEA BASE.....	81
33	CENTROAMÉRICA Y BELICE: FACTORES DE CAPACIDAD MÁXIMA.....	81
34	CENTROAMÉRICA Y BELICE: REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE.....	82
35	CENTROAMÉRICA Y BELICE: REFRIGERACIÓN EFICIENTE (A) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	86
36	CENTROAMÉRICA Y BELICE: REFRIGERACIÓN EFICIENTE (A) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	87
37	CENTROAMÉRICA Y BELICE: REFRIGERACIÓN EFICIENTE (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	87
38	CENTROAMÉRICA Y BELICE: REFRIGERACIÓN EFICIENTE (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	88
39	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ILUMINACIÓN EFICIENTE (A) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	88
40	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ILUMINACIÓN EFICIENTE (A) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	89
41	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ILUMINACIÓN EFICIENTE (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	89
42	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ILUMINACIÓN EFICIENTE (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE.....	90
43	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ALUMBRADO PÚBLICO EFICIENTE, ESCENARIO (A) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	91
44	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ALUMBRADO PÚBLICO EFICIENTE, ESCENARIO (A) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE	91
45	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ALUMBRADO PÚBLICO EFICIENTE, ESCENARIO (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE.....	92
46	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ALUMBRADO PÚBLICO EFICIENTE, ESCENARIO (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE.....	92
47	CENTROAMÉRICA Y BELICE: CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ETANOL REGIONAL A PARTIR DE MELAZAS.....	100

ÍNDICE DE GRÁFICOS

1	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DENSIDAD DE POBLACIÓN, 2008	17
2	CENTROAMÉRICA Y BELICE: PIB PERCÁPITA, 2008.....	18
3	CENTROAMÉRICA: OFERTA-DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA, POR PAÍS, 1970-2010.....	20
4	CENTROAMÉRICA: OFERTA TOTAL DE ENERGÍA POR PAÍS, 1970-2010.....	21
5	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ENERGÍA PRIMARIA TOTAL, 2008.....	22
6	CENTROAMÉRICA Y BELICE: CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN, 2008.....	24
7	CENTROAMÉRICA Y BELICE: ENERGÍA SECUNDARIA, 2008.....	25
8	CENTROAMÉRICA: CONSUMO DE HIDROCARBUROS, 1970-2010	27
9	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE HIDROCARBUROS POR SECTOR, 2008	28
10	CENTROAMÉRICA: PIB Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1970-2010	29
11	CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2008.....	31
12	PAÍSES Y REGIONES SELECCIONADOS: CONSUMO PER CÁPITA DE PETRÓLEO, 1980-2009	33
13	CENTROAMÉRICA Y BELICE: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO REGIONAL DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO, 2002-2010.....	34
14	PAÍSES SELECCIONADOS: CONSUMO PER CÁPITA DE PETRÓLEO, 2008	35
15	CENTROAMÉRICA Y BELICE: INTENSIDAD ENERGÉTICA, 1980-2008.....	40
16	CENTROAMÉRICA Y BELICE: CONSUMO FINAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES/PIB, 1980-2008....	40
17	CENTROAMÉRICA: VEHÍCULOS POR MIL HABITANTES, 2007	43
18	CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA ELASTICIDAD DEL PARQUE VEHICULAR VS PIB PER CÁPITA.....	43
19	CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO2, 2007	45
20	CENTROAMÉRICA Y BELICE: LÍNEAS EVOLUTIVAS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA, 2010 y 2100	52
21	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE HIDROCARBUROS POR PAÍS, ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 1970-2100.....	56
22	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR, ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2007 y 2100	58
23	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR PAÍS, ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 1970-2100.....	59
24	CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIO BASE, 2100.....	61
25	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELECTRICA POR SECTOR, ESCENARIO ALTO, 2007 y 2100.....	65
26	CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIO ALTO, 2100	67
27	CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR, ESCENARIO BAJO, 2007 Y 2100.....	71
28	CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIO BAJO, 2100	72
29	CENTROAMÉRICA: COMPARACIÓN DE LAS EMISIONES DE CO2 EQUIVALENTES PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD, 2010-2023	85
30	CENTROAMÉRICA Y BELICE: PORCENTAJE DEL TERRITORIO QUE DEBE SER DEDICADO A LA PRODUCCIÓN DE ACEITE DE PALMA PARA SUSTITUIR EL CONSUMO DE DIESEL.....	99

RESUMEN

Este documento presenta una prospectiva de muy largo plazo del sector energía de los países centroamericanos la cual sirve de base para analizar los potenciales impactos del cambio climático en el sector en mención. Los escenarios de desarrollo energético se extiende al año 2100 y han tomado en cuenta factores relacionados con la seguridad energética, la dotación de recursos naturales, la diversificación de la matriz energética, una mayor participación de las energías renovables, el acceso universal a los servicios modernos de energía, el uso sostenible de la leña, los usos intensivos de energía (como es el caso del transporte), la evolución demográfica y los procesos de urbanización. Las afectaciones del cambio climático se han evaluado a partir de los resultados de escenarios representativos de los estudios del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC).

Comparativamente, los países centroamericanos producen pequeñas cantidades de gases de efecto invernadero (GEI), sin embargo constituyen una de las regiones más vulnerables a los desastres naturales causados por los desordenes climáticos. El estudio identifica los probables impactos del cambio climático y presenta estimaciones iniciales en la producción hidroeléctrica. Se discuten estimaciones del potencial de mitigación de GEI derivadas de programas e iniciativa de eficiencia energética y de una mayor participación de las fuentes renovables de energía.

ABSTRACT

This document presents a very long term energy prospective study of the Central American countries. This prospective is the base to analyze the potential impacts of the climate change in the mentioned energy sector. Energy development scenarios extending to 2100 have taken into account factors related to energy security, natural resource endowment, the diversification of the energy matrix, greater use of renewable energy sources, universal access to modern energy services, sustainable use of firewood and biomass, energy-intensive uses (such as transport), and demographic and urbanization processes. The potential effects of climate change have been evaluated considering the results of representative climate scenarios according to reports from the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

Comparatively, the central american countries produce small amounts of greenhouse gases (GHG) emissions, yet they constitute one of the most vulnerable regions to natural disasters caused by extreme meteorological phenomena. The study identifies potential impacts of climate change and presents initial estimations in the hydroelectric production. The GHG mitigation potential arising from energy efficiency programs and an increase in the renewable energy sources also is analyzed.

RESUMEN EJECUTIVO

Los estudios sobre cambio climático coinciden en la necesidad de realizar cambios drásticos en los sistemas energéticos para lograr la estabilización y reducción de los gases de efecto invernadero (GEI), mitigando de esa forma los efectos de ese fenómeno global. Dichos cambios hacen hincapié en la necesidad de hacer cambios realistas, mejorando la eficiencia energética y acelerando la introducción de las energías renovables.

Los países centroamericanos se encuentran agrupados dentro de los países que producen menores cantidades de GEI (tanto a nivel global como a escala per cápita) sin embargo constituyen una de las regiones más vulnerables a los fenómenos climáticos. Los temas de diversificación de la mezcla de combustibles importados, mayor utilización de las energías renovables, reducción de la intensidad energética y universalización del acceso a las energías modernas son prioritarios en las agendas de desarrollo de los países, sin embargo estudios prospectivos sobre estos temas solamente se han realizado para horizontes de tiempo de 15 o 20 años. La evaluación de impactos del cambio climático requiere horizontes mayores (de 50 a 100 años), lo cual se ha considerado en este informe.

Se han construido escenarios de muy largo plazo para el desarrollo energético para los siete países que conforman Centroamérica (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá). A partir de dichos escenarios se han calculado las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) y se han evaluado varias estrategias de mitigación.

La construcción de las líneas evolutivas se ha hecho para el período 2010–2100, considerando dos subperíodos. El primero, 2010–2020 (o 2023) se ha evaluado a partir de las perspectivas energéticas nacionales y los estudios regionales existentes. En el caso del subsector eléctrico se han utilizado los estudios de planificación indicativa que realiza el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). En los otros subsectores, la CEPAL elaboró recientemente los estudios prospectivos que sirvieron de base para la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 (Estrategia 2020). Belice solamente ha participado como observador en los foros regionales de la integración energética, incorporándose en 2001, en una iniciativa de integración regional (hoy conocida como proyecto Mesoamérica). Para este país se han utilizado como referencia algunos estudios prospectivos realizados por la empresa eléctrica estatal.

Para el segundo subperíodo (2021–2100) las líneas evolutivas se han construido en el contexto de los tres escenarios económicos discutidos y aprobados dentro del proyecto “La economía del cambio climático en Centroamérica” (ECCCA). Para la modelación del suministro y balance energético se ha utilizado la herramienta LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System).¹

El escenario energético base (o línea evolutiva básica) no representa lo que tradicionalmente se conoce como business as usual, dado que ya ha tomado en cuenta las respuestas iniciales de los agentes y las políticas y medidas que han adoptado los gobiernos ante la situación de altos precios del petróleo. A partir de dicho escenario se han evaluado varias estrategias de mitigación. En cuanto a costos del cambio climático en el sector energía únicamente se han considerado los asociados a una disminución en la producción hidroeléctrica, derivado de la disminución y mayor variabilidad de los regímenes de lluvias. La hidroenergía constituye el principal recurso energético autóctono moderno con que cuentan los países, cuya disponibilidad puede verse severamente afectada como resultado del cambio climático.

¹ El sistema LEAP ha sido desarrollado por el Stockholm Environment Institute (SEI), institución que proporcionó la licencia a la CEPAL para su uso.

Los crecimientos estimados para el consumo de energía en la región en el período 2010-2100 son de 2,6%, 3,2% y 3,9% respectivamente, para los tres escenarios macroeconómicos considerados en el estudio (bajo, medio y alto). En términos del consumo inicial (2010), al final del período la demanda de energía se triplica, quintuplica o se multiplica por 10 en cada uno de los tres escenarios en referencia. En términos per cápita, de un consumo inicial (2010) promedio en la subregión es 5,2 bep per cápita, al final del período (2100) dicho consumo se duplica, triplica o quintuplica en cada uno de los escenarios referidos. El menor ritmo de crecimiento del consumo energético per cápita en comparación con el PIB es el resultado de una reducción en los consumos de leña, una mayor utilización de energías modernas y mejoras tecnológicas que reducen la intensidad energética en todos los sectores de consumo. Por países las diferencias son muy marcadas. Por ejemplo, en el escenario base, al final del período de estudio, Belice, Panamá y Costa Rica tienen consumos per cápita entre dos y tres veces más altos que los otros países de la subregión, lo cual guarda concordancia con las diferencias del ingreso per cápita (que, de acuerdo a los supuestos macroeconómicos, se acrecentarán durante el período de estudio).

En cuanto a la oferta energética, la dependencia externa es una característica en el balance energético de todos los países de la subregión, situación que se acentúa conforme empiezan a agotarse las fuentes autóctonas de energía. Este estudio muestra esa situación, especialmente a partir de la cuarta década del presente siglo.

El consumo de biomasa como fuente tradicional en los hogares se reduce drásticamente durante las primeras décadas del período de estudio, lo cual está en concordancia con los planes nacionales de desarrollo, con la Estrategia 2020, y los principales consensos internacionales, como los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM). La biomasa permanece como insumo en procesos industriales de cogeneración y puede tener un papel importante en las matrices energéticas de los países.

El proceso de urbanización es un factor determinante en el consumo de energía y en la reducción de la dependencia de las fuentes tradicionales de energía como la leña y los residuos vegetales. La urbanización aumentará el grado de dependencia del consumo final de la electricidad y de los derivados de petróleo, estos últimos principalmente para satisfacer las necesidades de transporte terrestre de pasajeros y carga. Esa situación ha sido considerada en los escenarios.

La energía hidráulica constituye la fuente energética autóctona más importante para la generación de electricidad. La subregión cuenta con un potencial total de 22.000 MW, de los cuales hasta la fecha se han explotado sólo un 17%. Esta evaluación ha considerado una expansión fuerte durante las primeras décadas y más lenta a partir de la mitad del presente siglo, hasta llegar a un aprovechamiento del 50% del potencial hidroeléctrico identificado. Puede considerarse una posición conservadora, sin embargo debe tenerse en cuenta la creciente oposición social a este tipo de desarrollos.

El recurso que se verá más afectado es el hídrico, tanto por una probable reducción de las precipitaciones, como por la mayor variabilidad de la lluvia. Los resultados de cuatro modelos regionales de clima y tres escenarios analizados permiten visualizar una tendencia a la reducción de las lluvias, con mayor afectación en los cinco países ubicados en la parte norte del istmo. De igual forma se visualiza que las reducciones se acentúan en la segunda mitad del presente siglo. Los resultados anteriores no pueden considerarse como negativos para los desarrolladores de proyectos hidroeléctricos en el sentido que posible merma de los aportes hídricos no debe reducir los beneficios de los proyectos, por lo menos en el inmediato largo plazo (20–30 años).

Las fuentes renovables de energía (FRE) y los programas e iniciativa de eficiencia energética (EE) tienen un alto potencial para la mitigación de GEI y reducción de la utilización de combustibles

fósiles y las emisiones de GEI asociadas. Todos los planes nacionales de la industria eléctrica contemplan una mayor utilización de las FRE, sin embargo es necesario llevar a cabo evaluaciones y ajustes periódicos para garantizar el avance y la sostenibilidad en el desarrollo de las FRE. Esa recomendación también se aplica en el caso de los programas de EE, en los cuales se deberá reforzar la institucionalidad y gobernabilidad.

En materia de transporte y cambio climático la región debe avanzar simultáneamente en diversos frentes, entre ellos el establecimiento de políticas que contribuyan a disminuir la demanda de transporte y privilegien los modos de transporte menos contaminantes y más eficientes desde el punto de vista energético.

PRESENTACIÓN

Este documento muestra la situación actual del sector energía de los países de Centroamérica y Belice, así como las líneas evolutivas energéticas de muy largo plazo (2010-2100). Para los tres escenarios planteados en el estudio se han estimado las emisiones de gases de efecto invernadero, los beneficios de varias opciones de mitigación de dichos gases y los potenciales costos del cambio climático en el sector energía de los países en referencia. El documento fue preparado por la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la sede subregional de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en México. Constituye un documento de investigación sobre uno de los temas prioritarios en el programa de trabajo de dicha unidad durante el bienio 2010-2011. Los resultados de esta investigación han servido como insumo básico para los estudios sobre la “Economía de Cambio Climático en Centroamérica” (ECCCA), llevados a cabo por la CEPAL en el bienio en referencia.

La concepción y el diseño de este estudio estuvieron a cargo del señor Víctor Hugo Ventura, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la CEPAL en México. Participaron en el estudio Jennifer Alvarado, Eugenio Torijano y Manuel Eugenio Rojas, asistentes de investigación de la CEPAL y la consultora Rosa Estela Félix. Se contó con el valioso apoyo secretarial de la señora Ana María Larrauri.

El planteamiento inicial y los resultados preliminares fueron presentados y discutidos en varios foros regionales, entre ellos dos reuniones del Comité Técnico del Proyecto ECCCA (San José, Costa Rica, 3 y 4 de septiembre de 2009 y Guatemala, 11 al 13 de agosto de 2010); la XXXIII Reunión Conjunta Ordinaria del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC, San José, Costa Rica, 27 de agosto de 2010); el I Congreso Regional de Electricidad Limpia (San José, Costa Rica, 23-25 de marzo de 2011), y la Reunión de Directores de Energía e Hidrocarburos de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA, Guatemala, Guatemala, 11 y 12 de mayo de 2011). Se han incluido sugerencias y recomendaciones recibidas en dichos foros.

I. ANTECEDENTES, OBJETIVOS Y ALCANCES DEL ESTUDIO

1. Antecedentes

La CEPAL tienen una larga trayectoria apoyando la integración y cooperación horizontal de los sistemas energéticos de los países de la subregión, la cual se remonta a la década de los cincuenta del siglo pasado, cuando la CEPAL fungió como secretaria técnica de los primeros grupos de interconexión eléctrica y de recursos hídricos. En los setentas la CEPAL elaboró los primeros planteamientos formales para la interconexión eléctrica centroamericana, los cuales fueron retomados en 1987 por los países y la cooperación internacional, conformando el Sistema de la Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC), que constituye una de las principales iniciativas de la integración regional, cuyo primer sistema de interconexión troncal empezará a operar durante el primer semestre de 2012.

Con el propósito de apoyar a los países en la discusión de políticas públicas y acciones para reducir la dependencia petrolera externa y amortiguar los efectos de los choques petroleros, desde inicios de la década de 1980, la CEPAL ha realizado periódicamente análisis de la situación del abastecimiento de petróleo en los países de Centroamérica. De igual forma, la CEPAL ha desarrollado bases de datos del sector energía de la región, fundamentales para los análisis del sector. Dichos informes se han elaborado con la participación y el apoyo de las respectivas direcciones y oficinas que regulan y supervisan las actividades de la industria energética.

Durante los años 2006 y 2007 la Unidad de Energía y Recursos Naturales (UERN) de la sede subregional de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en México trabajó con las instituciones responsables del sector energía de los países en la elaboración de la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020, la cual fue aprobada por los Ministros de Energía y refrendada por los Presidentes de los países a finales de 2007. Dicha estrategia incluyó la dimensión del cambio climático al considerar lineamientos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En 2008 la UERN colaboró en los estudios de base y en la formulación del proyecto “La Economía de Cambio Climático en Centroamérica” (ECCCA), el cual ha tenido por objetivo el de alertar a los tomadores de decisiones y actores clave en Centroamérica sobre la urgencia de enfrentar los problemas derivados del cambio climático y propiciar decisiones y acciones nacionales y regionales para reducir la pobreza y las vulnerabilidades, al igual que para la adaptación y la transición hacia economías sostenibles y bajas en carbono. El proyecto contempló la elaboración de un análisis económico sobre el impacto del cambio climático en Centroamérica que considere opciones de adaptación y mitigación con base en los lineamientos de la metodología del Informe Stern, u otra similar, así como estudios seleccionados de impacto en el nivel nacional. La fase II del proyecto ECCCA incluyó la elaboración de varios estudios sectoriales, entre ellos el correspondiente al sector energía, el cual fue elaborado y coordinado por la UERN.

2. Objetivos

El presente documento tiene el propósito de construir escenarios de muy largo plazo para el desarrollo energético para los siete países que conforman Centroamérica (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá). A partir de dichos escenarios se calculan las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) y se evalúan varias estrategias de mitigación. También este documento tiene por objetivo la evaluación de los impactos del cambio climático en la región, esfuerzo que se ha dedicado a la evaluación

de la hidroenergía, que es uno de los principales recursos energéticos renovables que poseen los países y que probablemente sea muy afectado como consecuencia de la disminución del régimen de lluvias.

3. Alcances

Los escenarios energéticos de muy largo plazo deben entenderse como líneas evolutivas probables que permiten evaluar, en cada uno de los países, la participación del sector energía en la emisión de GEI. Estas líneas evolutivas permiten hacer estimaciones sobre el impacto de políticas y estrategias energéticas, incluyendo programas específicos de mitigación de GEI. De igual forma, las líneas evolutivas pueden servir de base para evaluar los efectos económicos del cambio climático en actividades específicas de las industrias energéticas, siempre que se cuente con estimaciones de los impactos esperados en dichas actividades. El horizonte de análisis es el año 2100, lo cual guarda congruencia con el horizonte establecido en el proyecto ECCCA.

El análisis de la situación energética observada durante las últimas décadas permite determinar las condiciones que tendrán mayor incidencia en el futuro desarrollo energético de los países de la región. El período histórico analizado es de 1970 a 2008, salvo en el caso de Belice, en donde las series analizadas son más cortas.

a) **Período de análisis y metodología para construcción de las líneas evolutivas**

La construcción de las líneas evolutivas se ha hecho para el período 2010–2100, considerando dos subperíodos. El primero, 2010–2020 (ó 2023), cuenta con prospectivas energéticas nacionales y regional. En el caso del subsector eléctrico un organismo especializado de la integración regional (el Consejo de Electrificación de América Central, CEAC) evalúa periódicamente la planificación indicativa regional. En los otros subsectores, la CEPAL hizo recientemente un ejercicio prospectivo con el propósito de evaluar políticas energéticas coordinadas, lo cual permitió a los países aprobar la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 (Estrategia 2020).² Dicha estrategia provee a los países de una visión común de desarrollo e integración energética, estableciendo metas para: i) reducir la dependencia de los hidrocarburos; ii) aumentar la participación de las fuentes renovables de energía (FRE); iii) reducir la emisión de gases de efecto invernadero; iv) aumentar la cobertura de energía eléctrica, y v) incrementar la eficiencia en la oferta y demanda de energía.

Belice solamente ha participado como observador en los foros regionales de la integración energética, incorporándose en 2001, en una iniciativa de integración regional (hoy conocida como proyecto Mesoamérica).³ Para este país se han utilizado como referencia algunos estudios prospectivos realizados por la empresa eléctrica estatal. Debe observarse que, comparativamente con el resto de países de la región, el tamaño de la economía es de una escala marcadamente más pequeño. De igual forma lo es su sistema energético.

² Véase Resolución 01-2007 de los Ministros o Responsables del Sector Energético de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), Ciudad de Guatemala, 13 de noviembre de 2007.

³ Inicialmente conocido como Plan Puebla Panamá (PPP), posteriormente derivó en el Proyecto de Integración Energética Mesoamericana (PIEM) y años después en el Proyecto Mesoamérica. Incluye a nueve países (México, Colombia, República Dominicana y los siete países de Centroamérica) y ocho iniciativas (energía, telecomunicaciones, transporte, facilitación comercial, desarrollo sustentable, salud, desastres naturales y vivienda).

Para el segundo subperíodo (2021–2100) las líneas evolutivas se han construido en el contexto de los tres escenarios económicos discutidos y aprobados dentro del proyecto ECCCA.⁴ En cada escenario económico, la conducción del sistema energético se basa en las tendencias de largo plazo del PIB, derivadas de la propia inercia de los sistemas económicos y cambios en su estructura sectorial. Para cada sector se han modelado funciones de demanda de energía a partir de las series históricas, los supuestos de la prospección energética de mediano plazo referido (2010–2020) y supuestos conservadores relacionados con mejoras tecnológicas y la universalización del acceso de las energías modernas a toda la población. Por el lado de la oferta también se ha optado por una penetración realista de las FRE, que considera una mayor utilización de las FRE (de acuerdo con el potencial que reportan los países) y una diversificación de los combustibles fósiles (con mayor participación de carbón y gas natural). Para la modelación del suministro y balance energético se ha utilizado la herramienta LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System).⁵

b) Otras consideraciones básicas

i) Las comunicaciones nacionales de cambio climático. Constituyen un insumo básico para este estudio, sin embargo debe observarse que solamente dos países han avanzado con su segunda comunicación (Belice y Costa Rica). Por otra parte los años de referencia de dichas comunicaciones son diferentes (en algunos casos muy distantes y/o antiguos).⁶ El detalle con el cual se aborda el sector energético es muy disímil. Las perspectivas y las opciones de mitigación y adaptación también son muy variadas (reflejando una visión más limitada en las primeras comunicaciones nacionales).

ii) Reformas en el sector energía e impacto de choques externos. Es conveniente mencionar los cambios drásticos que han experimentado las industrias energéticas de los países, especialmente a partir de la década de los noventa, cuando —en diferente medida— los países aprobaron reformas para liberalizar las actividades del sector energía, reducir la participación estatal y permitir una mayor participación del sector privado. Han sido muy discutidos los beneficios y costos de dichas reformas. En varios casos fue necesario realizar ajustes con el propósito de corregir fallas del mercado (por ejemplo para el fomento de las FRE y la facilitación de su conexión en las redes de baja tensión). Por otra parte, durante la presente década (en especial a partir del año 2003) se ha presentado un escenario de altos precios del petróleo y sus derivados, situación que ha tenido repercusiones a nivel mundial y ha obligado a muchos países a tomar acciones para promover un mayor uso de las FRE, los programas de eficiencia energética y la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías. Ello contrasta con las dificultades observadas durante la década de los noventa, cuando los bajos precios del petróleo dificultaron el desarrollo de las acciones antes referidas, especialmente en caso países con carencia y/o debilidad de políticas e instrumentos para favorecer el uso de las FRE y los programas de eficiencia energética. Las

⁴ Estudio “Escenarios de Crecimiento Económico” del Proyecto “Economía del Cambio Climático en Centroamérica”, aprobado por el Comité Técnico Regional del proyecto “La Economía de Cambio Climático en Centroamérica” (ECCCA), en reunión efectuada el 30 de marzo, 2009, la Sede del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), San Salvador). Es importante aclarar que los escenarios establecidos en el presente documento no representan un compromiso de meta de crecimiento de los países de la región. Representa un ejercicio de prospectiva para estimar el costo económico del cambio climático.

⁵ El sistema LEAP ha sido desarrollado por el Stockholm Environment Institute (SEI), institución que proporcionó la licencia a la CEPAL para su uso.

⁶ En su mayor parte los años de referencia de las comunicaciones nacionales de cambio climático es entre 1994 y 2000. Solamente una de ellas (la segunda comunicación de Costa Rica), tienen un año base de referencia reciente (2005).

dificultades fueron aún mayores en los países cuyo desarrollo energético quedo en manos de las fuerzas del mercado.

En el caso de los países centroamericanos, por ser importadores netos de petróleo y sus derivados, la reciente crisis de precios del petróleo causó serios perjuicios económicos a los países. La demanda de energías modernas (derivados del petróleo y electricidad) ha reaccionado en concordancia con la evolución de las economías de los países, los precios internacionales de los energéticos y las políticas y sistemas de precios (que son diferentes en cada país), observándose un menor ritmo en el crecimiento del consumo de energéticos.

En todos los países de la región se manifiesta claramente la preocupación por la seguridad energética y la reducción de la vulnerabilidad ante los choques petroleros: todos los países realizan grandes esfuerzos para impulsar las fuentes renovables de energía y los programas de eficiencia energética. Igualmente identifican e impulsan acciones para la diversificación de los combustibles fósiles. Por ejemplo, una evaluación reciente realizada por CEPAL muestra que, entre 2009 y 2011, los países centroamericanos incorporarán 1.527 MW de energía renovable, que representa inversiones de alrededor de 3.400 millones de dólares (CEPAL, 2009). La mayor parte de los países han aprobado leyes para promover las FRE y han iniciado proyectos de ahorro y uso eficiente de energía para la industria, el comercio y en las familias. Se estima que en los últimos años se han reemplazado más de 5 millones de luminarias incandescentes, por bombillos fluorescentes compactos en los hogares centroamericanos.

La preocupación también ha llegado al sector transporte (el mayor consumidor de derivados del petróleo) especialmente en lo referente a impulsar un transporte público más seguro y eficiente (por ejemplo la renovación de las flotillas de transporte público, la introducción de autobuses articulados con carriles dedicados, rehabilitación de algunos ferrocarriles y en dos países el impulso de proyectos de mayor envergadura como lo son un metro urbano y un tren eléctrico).

El presente documento ha tenido en cuenta los aspectos anteriormente referidos. La elaboración de las líneas evolutivas se ha construido considerando escenarios de actuales de precios de petróleo, acordes con los recomendados por las principales agencias y organismos internacionales de energía. Dichos escenarios de altos precios de los energéticos eran inimaginables en la década anterior ó a principios de la actual, cuando se elaboraron y publicaron la mayor parte de las comunicaciones nacionales cambio climático.

El escenario energético base (o línea evolutiva básica) no representa lo que tradicionalmente se conoce como business as usual, dado que ya ha tomado en cuenta las respuestas iniciales de los agentes ante las políticas que han adoptando los gobiernos y ante un escenario de precios altos del petróleo. A partir de dicho escenario se han evaluado varias estrategias de mitigación. En cuanto a costos del cambio climático en el sector energía únicamente se han considerado los asociados a una disminución en la producción hidroeléctrica, derivado de la disminución del régimen de lluvias. La hidroenergía constituye el principal recurso energético autóctono moderno con que cuentan los países, cuya disponibilidad puede verse severamente afectada como resultado del cambio climático.

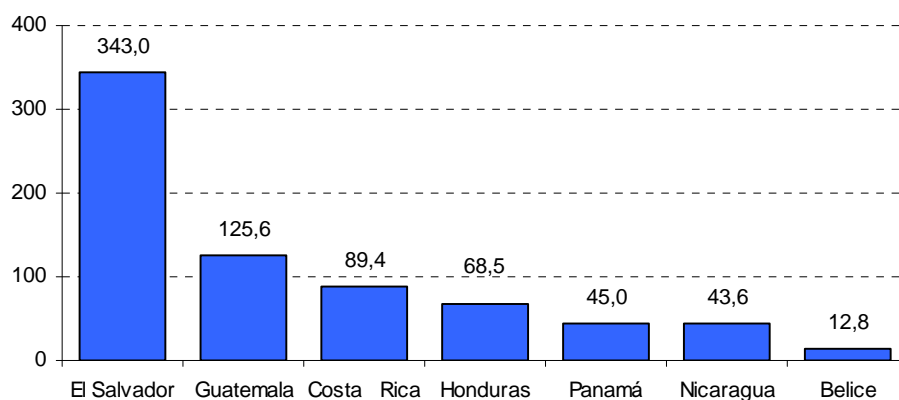
II. EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO ⁷

1. Aspectos demográficos y económicos

a) Superficie y población

Los países de Centroamérica y Belice (la subregión), ocupan una superficie territorial de 521.505 km². En el año 2008 la población ascendía a 42,5 millones de habitantes, de los cuales poco más de la mitad vive en área urbana. El promedio de habitantes por vivienda se estima en 5,3, siendo mayor en el área rural (6,2) y menor en el área urbana (4,8). La densidad de población de la subregión es de alrededor de 81,5 habitantes por km², la mayor densidad de población se localizó en El Salvador 343 habitantes por km², seguido de Guatemala 125,6 habitantes por km², Costa Rica 89,4 habitantes por km², Honduras 68,5 habitantes por km², Panamá 45 habitantes por km², Nicaragua 43,6 habitantes por km² y Belice 12,8 habitantes por km² (véase el gráfico 1). ⁸ Guatemala es el país con mayor población, representando en 2008, el 33,4% del total y es seguido por Honduras (17,8%), El Salvador (14,9%), Nicaragua (13,8), Costa Rica (11,1%), Panamá (8,3%) y Belice (0,7%). Con excepción de este último país, la mayor concentración de la población se encuentra ubicada en el norte de la subregión, en donde cuatro países acumulan el 80% de la población centroamericana.

GRÁFICO 1
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DENSIDAD DE POBLACIÓN, 2008
(Habitantes por km²)



Fuente: Estadísticas CEPAL (2008).

Nota: Durante el período 1970–2008 la población pasó de 9,8 a 42,5 millones de habitantes, lo cual representó un crecimiento promedio anual de 2,2%. Dicho crecimiento se ha venido reduciendo, por ejemplo, en el subperíodo 1970–1980 fue de 2,7%, en tanto que el subperíodo 2000–2008 fue de 1,8%.

⁷ El año base que se usó en este estudio corresponde a 2008. La información histórica está referida al período 1970–2008.

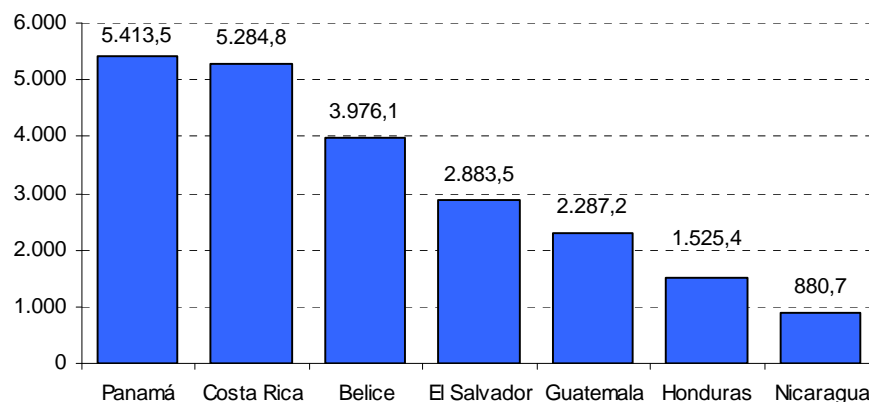
⁸ Estadísticas CEPAL.

b) Producto interno bruto

Durante el período 1970–2008 el Producto Interno Bruto (PIB) de la subregión registró un crecimiento promedio anual de 3,5%. Por décadas, salvo la de los ochentas del siglo pasado que registró un crecimiento de 1,04% (dos países decrecieron y cuatro tuvieron crecimientos pequeños), la subregión ha registrado un crecimiento superior al 4%. En el subperíodo 2000–2008 el crecimiento promedio anual fue de 5,7%. En 2008 el PIB de la subregión ascendió a 108.632,9 millones de dólares (a precios constantes de 2000). Es posible identificar dos grupos de países con economías del mismo orden: Costa Rica y Guatemala, que en su conjunto representan un 51% de la economía de la subregión, y Panamá y El Salvador, que en conjunto representan el 33%. Honduras, Nicaragua y Belice representan el 16% de la economía de la subregión, siendo el PIB de Honduras dos veces mayor al de Nicaragua y 10 veces mayor al de Belice.

El PIB per cápita de la subregión fue 2.278,0 dólares por habitante (a precios constantes de 2000), Panamá, Costa Rica y Belice registraron valores del PIB per cápita, superiores al promedio regional (Panamá y Costa Rica duplican al promedio regional y el de Belice fue 1,7 veces dicho promedio). En otro grupo de desarrollo podemos ubicar a Guatemala y El Salvador, con valores de PIB per cápita cercanos al promedio regional. Honduras y Nicaragua conforman otro grupo con valores de PIB per cápita de alrededor de los mil dólares norteamericanos (véase el gráfico 2).

GRÁFICO 2
CENTROAMÉRICA Y BELICE: PIB PER CÁPITA, 2008
(Dólares/habitante a precios constantes de 2000)



Fuente: Estadísticas CEPAL (2008).⁹

Los países de la subregión son importadores netos de hidrocarburos. Para el período 1975–2008 la subregión registró un crecimiento del consumo de hidrocarburos en 3,4%, indicador que está muy asociado al crecimiento de las economías y a los precios internacionales del petróleo. Por ejemplo, los crecimientos observados en el consumo de derivados del petróleo en las décadas de los ochenta y noventa del siglo pasado y en el subperíodo 2000–2008 fueron de 0,3%, 7,3% y 3,4% respectivamente. En esos subperíodos la economía de la subregión creció a tasas anuales de 1%, 4,5% y 4,2%. En cuanto a precios,

⁹ Los datos de población y del PIB para los países de la subregión se obtuvieron de las Series históricas de la CEPAL (2007).

en términos reales, la década de los noventa registró precios del orden de mitad de los observados en los otros dos subperíodos en mención.

2. Aspectos energéticos

El consumo de energía en los países centroamericanos se caracteriza por una alta participación del petróleo y sus derivados (44% y 38% respectivamente, cifras estimadas a 2008). La revisión de las estructuras de oferta y consumo de energía muestran una tendencia aun más pronunciada a favor de las energías tradicionales en los países de menor desarrollo (la leña representó, como porción del consumo final, 43% en Honduras, 52% en Guatemala y 49% en Nicaragua). En su mayor parte se trata de leña utilizada en los hogares para cocción de alimentos, sin embargo, se hace la observación de una participación muy importante de los residuos agroindustriales, principalmente el bagazo de la caña.

La mayor proporción de las energías modernas o comerciales corresponden principalmente a petróleo y sus derivados; el carbón mineral representa una fracción muy pequeña, que se utiliza en dos centrales termoeléctricas ubicadas en Guatemala y en algunas fábricas de cemento.¹⁰ Los países de la región centroamericana son importadores netos de los combustibles fósiles. Alrededor de un 83% de combustibles provenientes del petróleo se empleó como consumo final en la industria, el transporte y en el uso doméstico, mientras que 17% se utilizó en la producción de electricidad.

Considerando el origen de los recursos, se observa, a nivel regional, una dependencia a energéticos importados, que medida a nivel de la oferta energética (moderna y tradicional) representa una dependencia¹¹ de alrededor del 50%, constituida principalmente por la importación de petróleo crudo y derivados. Los altos precios de los derivados del petróleo, observados a partir del año 2003, han incidido negativamente en las economías de los países. Por ejemplo, la comparación del peso de la factura con las exportaciones muestra que en la década anterior dicho indicador se mantuvo cercano al 10%, en tanto que en el año 2008 llegó al 20%.

La situación de fuerte dependencia en los derivados del petróleo explica la fragilidad centroamericana frente a problemas globales del mercado petrolero, especialmente por el impacto en las economías locales por alzas en los precios de petróleo. Esta situación impone presiones especiales al sector energético de los países, dado que los consumidores exigen a las autoridades medidas para evitar o amortiguar las alzas en los precios de energéticos, así como en las tarifas de los servicios más afectados (transporte público y servicios eléctricos).

a) Producción y consumo de energía

Como ya fue referido, el consumo de energía es resultado de las actividades económicas, en los países de la subregión se caracteriza por una alta dependencia de los derivados del petróleo y la biomasa y poca participación de la generación eléctrica en el balance global. Durante el período 1970–2008 la oferta total de energía en los países de Centroamérica se incrementó en promedio anual 3,1%, en tanto la

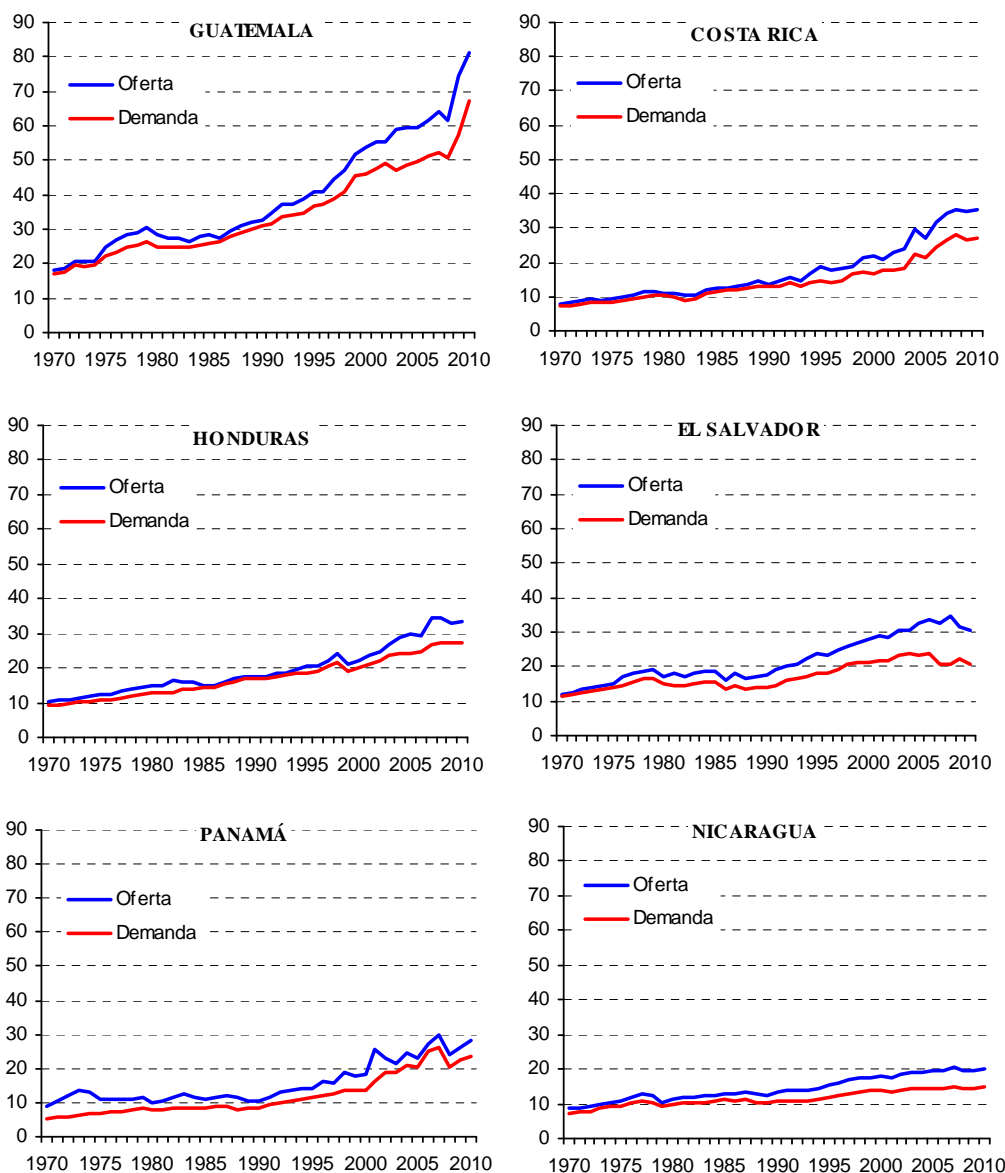
¹⁰ En el 2009 se incorporaron dos carboeléctricas pequeñas en Guatemala y Honduras (una en cada país), en 2011 entrará una central de ese tipo en Panamá y en 2013 una de mayor tamaño en Guatemala, sin embargo se espera que las energías renovables aumenten su participación en la industria eléctrica. Lo anterior indicaría una tendencia de diversificación de los combustibles fósiles.

¹¹ Grado de dependencia a energéticos importados calculado como el cociente entre las energías primaria y secundaria importadas (petróleo, derivados del petróleo y carbón) y la oferta total de energía disponible en los mercados nacionales.

demanda total de energía aumentó a una tasa promedio anual de 2,8%, al pasar de 57,24 Mbep a 161,4 Mbep ¹² (véase el gráfico 3).

GRÁFICO 3
CENTROAMÉRICA: OFERTA-DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA,
POR PAÍS, 1970-2010

(En miles de barriles equivalentes de petróleo)



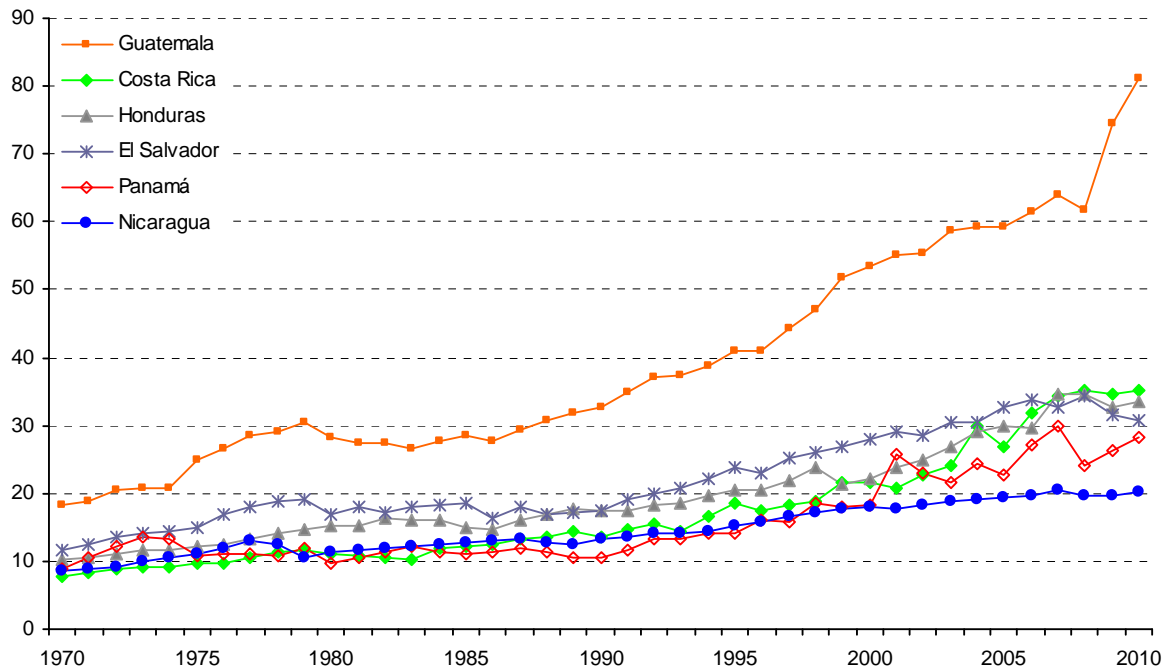
Fuente: Estadísticas CEPAL, Series históricas (1970–2007), balances de energía de OLADE y elaboración propia.

¹² La unidad Mbep corresponde a un millón de barriles equivalentes de petróleo (1 Mbep = 5.810,0 terajoules).

El menor incremento en la demanda total de energía se explica por la reducción en el uso de las energías tradicionales, en especial la leña (tendencia generalizada a todos los países, pero más marcada en los de mayor ingreso per cápita) y en una mayor utilización de energéticos modernos o comerciales (derivados del petróleo y electricidad).

Correspondiente con el tamaño de las economías y su dependencia a las energías tradicionales Guatemala ha sido el país con mayor oferta de energía (véase el gráfico 4). En 2008 la oferta total de energía en la subregión fue 231,3 Mbep. De la oferta total los países de la subregión produjeron 55,8%, los principales energéticos producidos fueron leña, energía geotérmica, energía hidráulica y bagazo de caña y otros residuos biomásicos. Por el lado de la demanda ésta fue 182,9 Mbep, siendo el sector residencial el primer consumidor 45%, seguido del sector transporte 29,1%, sector industrial 17,3%, comercial, servicios y público 6,5%, los sectores agropecuario, pesquero, minero 0,5% y sector construcción y otros 0,6%, finalmente el consumo no energético fue 0,7%. Por país, el mayor consumo de energía se registró en Guatemala 35,2%, seguido de Honduras 14,8%, Costa Rica 15,3%, El Salvador, Panamá y Nicaragua con valores de 11,7%, 11,1% y 11% respectivamente y Belice 0,9%.

GRÁFICO 4
CENTROAMÉRICA: OFERTA TOTAL DE ENERGÍA POR PAÍS, 1970-2010
(En miles de barriles equivalentes de petróleo)



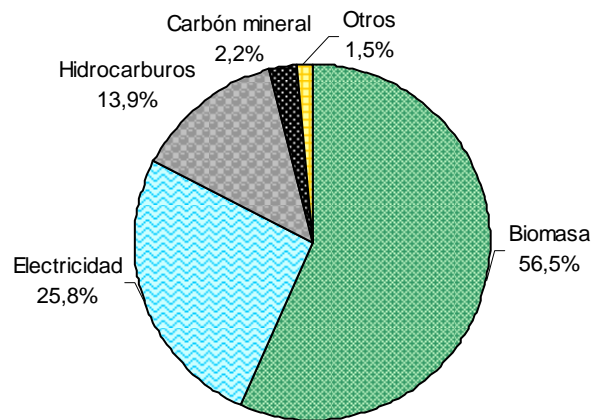
Fuente: Estadísticas CEPAL, Series históricas (1970–2010).

b) Balance de energía ¹³

La oferta de energía primaria corresponde a las fuentes disponibles (renovables y no renovables, autóctonas e importadas) antes de los procesos de transformación. La oferta de energía secundaria corresponde a la energía que queda disponible al consumidor final luego de procesos de transformación de la energía primaria (por ejemplo, luego de procesos de refinación, de conversión de energía, etc.). Ambas ofertas, luego del descuento de las pérdidas de transformación y transporte, consumos propios en los procesos y transporte, constituyen la energía entregada para su consumo final. A continuación se describen las principales etapas que conforman el balance de energía.

i) Energía primaria. La oferta de energía primaria en la subregión alcanzó 142,5 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbep), cifra 12,3% superior a 2007. La biomasa continúa siendo la principal fuente de energía primaria (véanse el gráfico 5 y el cuadro 1), pues representa el 62,4%, seguido de las fuentes hidráulicas y geotérmicas (electricidad primaria), 22,4%, la tercera y cuarta posición corresponde a los hidrocarburos y al carbón mineral con 11,8% y 2% respectivamente, y para otros el 1,3% restante. ¹⁴

GRÁFICO 5
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ENERGÍA PRIMARIA TOTAL, 2008
(125,3 millones de barriles equivalentes de petróleo)



Fuente: SIEE, OLADE.

¹³ El balance de energía de la subregión se obtuvo de los balances energéticos de los países de Centroamérica del Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de la OLADE, para Belice se realizaron estimaciones sobre la base de índices demográficos y económicos oficiales. Para el caso de la producción de hidrocarburos de Belice, los datos fueron obtenidos del Departamento de Energía de Estados Unidos, de la Administración de Información Energética (DOE/EIA), los datos eléctricos fueron obtenidos de las estadísticas del subsector eléctrico de la CEPAL.

¹⁴ Otros, se refiere a otras fuentes de energía como residuos orgánicos, biogás, energía eólica, energía solar, etc.

El país con la mayor disponibilidad de energía primaria fue Guatemala con el 30,6% del total, seguido de El Salvador 20,4%, Costa Rica 18,1%, Honduras 13,5%, Nicaragua 12,0%, Panamá 5,0% y Belice 0,4%.

La subregión es importadora neta de hidrocarburos, sólo Belice y Guatemala cuentan con una pequeña producción interna de petróleo, la cual se exporta casi en su totalidad, por la calidad y el volumen de los crudos producidos. Durante 2008 la producción de petróleo crudo alcanzó 19,04 miles de barriles por día, cifra 1,2% superior al 2007, Guatemala produjo el 81,6% de petróleo crudo.¹⁵

CUADRO 1
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ENERGÍA PRIMARIA TOTAL, 2008

(En miles de barriles equivalentes de petróleo)

	2008	Estructura porcentual
Total	125.332,56	100,0
Hidrocarburos	17.364,83	13,9
Petróleo crudo	17.364,83	13,9
Carbón Mineral	2.808,52	2,2
Electricidad primaria	32.392,44	25,8
Hidroenergía	14.481,65	11,5
Geoenergía	17.910,79	14,3
Biomasa	70.855,10	56,5
Leña	58.342,43	46,5
Bagazo de caña	12.512,67	10,0
Otras primarias	1.911,66	1,5

Fuente: SIEE OLADE y estimaciones CEPAL sobre la base de fuentes oficiales.

ii) Comercio exterior de energía primaria. El intercambio de energía primaria (petróleo crudo y carbón mineral) con el exterior, registra un saldo neto negativo, como corresponde a países importadores netos de petróleo y sus derivados, así como otros combustibles fósiles.¹⁶

iii) Destino de la energía primaria. La energía primaria se canaliza principalmente a los centros de transformación y al uso final como energético y como materia prima, una pequeña parte de la energía primaria es consumida por el propio sector energético y otra se pierde en los procesos de transporte, distribución y almacenamiento.

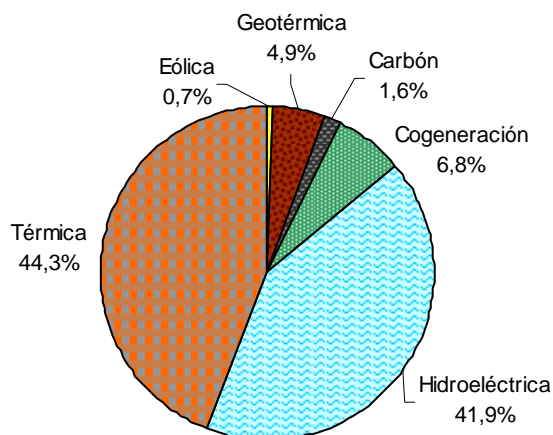
iv) Centros de transformación. A finales de 2008, la capacidad de refinación de crudo ascendió a 96.900 barriles por día distribuidos en tres refinerías ubicadas en Costa Rica, El Salvador y Nicaragua; Costa Rica concentra el 38,2% de la capacidad, El Salvador 31,6% y Nicaragua 30,2%. La

¹⁵ Agencia de Información Energética (DOE/EIA) de Estados Unidos y cifras publicadas por instituciones oficiales de los países.

¹⁶ Solamente existe una pequeña producción de petróleo en Belice y Guatemala, que es exportada casi en su totalidad, una pequeña fracción es transformada en pequeñas refinerías.

capacidad instalada para la generación eléctrica durante el 2008 ascendió a 10.312,3 megawatts (MW), de los cuales 44,3% corresponde a centrales térmicas, 41,9% a hidroeléctricas, 6,8% a cogeneración, 4,9% a geotérmicas, 1,6% a carboeléctricas y 0,7% a eoloeléctricas (véase el gráfico 6).

GRÁFICO 6
CENTROAMÉRICA Y BELICE: CAPACIDAD INSTALADA
DE GENERACIÓN, 2008
(10.312,3 MW)



Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico y estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

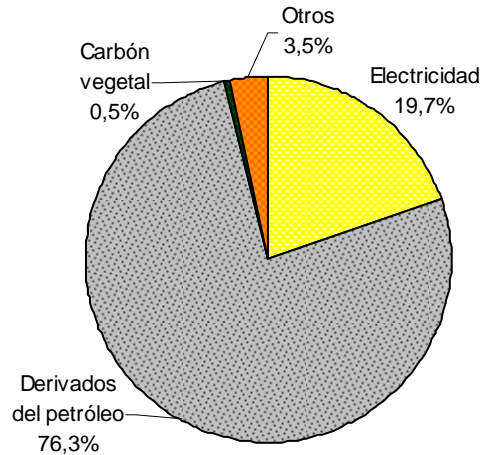
v) Energía secundaria. La energía secundaria disponible ascendió a 128,7 Mbep en 2008. Los derivados del petróleo continúan siendo la principal fuente de energía secundaria (véase el gráfico 7), pues representan el 76,3%, la electricidad 19,7% y otros 4,0% (incluye gases y coque). De los derivados del petróleo, el diesel representa el 36,7%, el fuel oil 26,4%, las gasolinas/alcohol 24,0%, el gas licuado 6,9%, y el kerosene y el turbo 5,9%.

vi) Comercio exterior de energía secundaria. Durante 2008 el intercambio de energía secundaria con el exterior, registró un saldo neto negativo equivalente a 97,8 Mbep, cifra que representa en su mayor parte la importación directa de productos derivados del petróleo. A este respecto debe tenerse presente que solamente tres países poseen refinerías y en ningún caso dichas instalaciones tienen capacidad para satisfacer sus respectivas demandas de productos secundarios.

vii) Destino de la energía secundaria. La energía secundaria se canaliza principalmente al consumo final, en el transporte, industria, comercio, servicios públicos, agricultura, pesca, minería, construcción, sector residencial, entre otros y a centros de transformación, principalmente para la generación de electricidad. Durante 2008 el consumo final de energía secundaria alcanzó 100,6 Mbep, 97,8% corresponde al consumo energético, destinado en primer lugar al sector transporte 54,4%, sector industrial 21,0%, sector residencial 12,4%, sector comercial y sectores servicios públicos 9,1%, sectores agricultura, ganadería y minería 0,8% y sectores construcción y otros 1,4%. El consumo no energético corresponde al 0,8% del consumo final de energía secundaria. A los centros de transformación se destinaron 23,2 Mbep de la energía secundaria en 2008, lo que incluye en su mayor parte los

combustibles utilizados para la producción de electricidad, que en su mayor parte corresponde a fuel oil (búnker C), y en menor medida a diesel.

GRÁFICO 7
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ENERGÍA SECUNDARIA, 2008
(128,7 millones de barriles equivalentes de petróleo)



Fuente: SIEE OLADE y estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

viii) Consumo final de energía por país. Éste alcanzó un valor de 162,9 Mbep (2008). El mayor consumo se registró en Guatemala 31,2%, seguido de Costa Rica 17,1%, Honduras 16,6%, El Salvador 12,7%, Panamá 12,6%, Nicaragua 9,0% y Belice 0,9%. En conjunto para el año 2008 los derivados de los hidrocarburos participaron con 46,0% del consumo final energético, la leña 35,3%, la electricidad 12,8%, los productos de caña 1,8%, el coque 1,7% y el carbón mineral, otras energías primarias y carbón vegetal en conjunto 2,4%. En términos del tipo de energía, la primaria implicó el 38,2% del consumo final energético, mientras que la energía secundaria representó el 61,8%.

ix) Consumo final energético por sectores. Del consumo final energético por sectores, el residencial tuvo una participación de 40,4%, el transporte 33,7%, la industria 17,5%, los sectores comercial y de servicios públicos en conjunto 6,6%, el sector agropecuario, pecuario y minero 0,5% y por último 0,9% para la construcción y otros (véase el cuadro 2). Algunos comentarios sobre estos sectores se presentan a continuación.

1) Los sectores residencial, comercial y servicios públicos requirieron energía para satisfacer las necesidades de cocción de alimentos, iluminación, calefacción, calentamiento de agua, usos comerciales y servicios públicos, entre otros. Se estima que la leña tuvo una participación del 71,5% del consumo total de estos sectores, la electricidad 19,0%, el gas licuado de petróleo (GLP) 6,6%, el diesel 1,0%, las gasolinas, el kerosene, el fuel oil y el carbón vegetal en conjunto con 1,9%.

2) El sector transporte utilizó básicamente derivados del petróleo (diesel 48,1%, gasolinas 42,1%, kerosenes y turbo 9,6% y GLP 0,2%). En el caso de los biocombustibles, todos los países reportan pequeña utilización (biodiesel principalmente), las cuales todavía no son significativas en

el balance. Por lo menos cuatro países realizaron exportaciones de etanol. Solamente Costa Rica tiene un programa aprobado para la utilización de mezclas obligatorias de gasolinas y alcohol.

3) Los sectores agropecuario, pesquero y minero utilizaron diesel (44,1%), electricidad (37,2%), gasolinas (7,2%), fuel oil (3,8), leña (3,0%), kerosenos (2,7%) y carbón vegetal y GLP con un monto menor a 1% cada uno.

4) La industria tuvo la siguiente estructura de consumo de energéticos: 17,7% correspondió a electricidad, 17,7% a fuel oil, 17,0% a diesel, 10,5% al bagazo (productos de caña), 9,7% a leña, 9,6% al coque, 5,9% al GLP, 3,6% a otras energías primarias, 1,9% al carbón mineral y 1,8% a gasolinas, kerosenes y carbón vegetal, este último con un monto no significativo.

CUADRO 2
CENTROAMÉRICA Y BELICE: CONSUMO FINAL ENERGÉTICO, 2008
(En miles de barriles equivalentes de petróleo)

	mbep	%
Transporte	54.817,3	33,7
Industria	28.506,5	17,5
Residencial	65.730,0	40,4
Comercial, Serv. Públicos	10.672,8	6,6
Agro, Pesca, Minería	827,2	0,5
Construcción, otros.	1.452,2	0,9
Consumo energético	162.006,1	99,5
No energético	851,9	0,5
Consumo final	162.858,0	100,0

Fuente: SIEE OLADE y estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

5) Los sectores de la construcción y otros utilizaron diesel (57,9%), fuel oil (20,5%), kerosenos (6,7%), electricidad (5,5%) y gasolinas (3%).

c) Subsector hidrocarburos

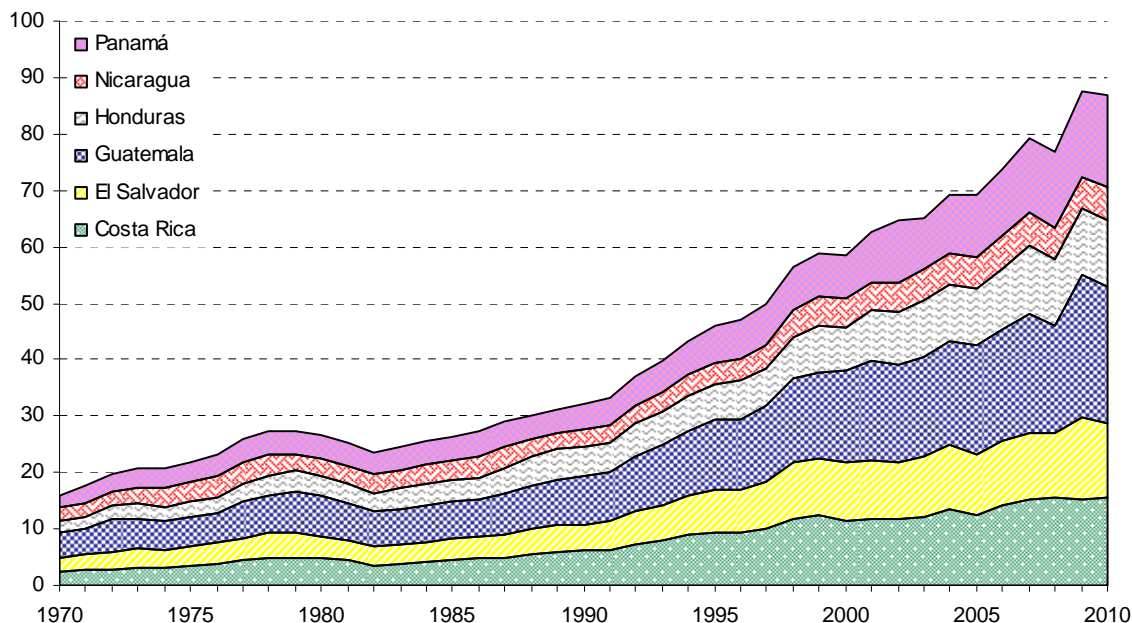
En los últimos años la industria petrolera mundial se ha caracterizado por una alta volatilidad de precios. En 2009 el consumo mundial de petróleo fue 3.927,9 millones de toneladas (84.455,3 miles de barriles diarios), cifra 0,5% inferior a la registrada en 2007, lo cual se explica por la recesión económica mundial. El petróleo continúa siendo la principal fuente de energía pues satisface 34,8% de la demanda mundial de energía primaria.¹⁷

En los países del Istmo Centroamericano el consumo final de hidrocarburos de 1970 a 2008 se ha incrementado a una tasa anual promedio de 4,2% al pasar de 16,2 Mbep a 76,9 Mbep (véase el gráfico 8). Las cifras anteriores no incluyen los derivados utilizados para la producción de electricidad, que en 2008 fueron de 18,4 Mbep.¹⁸

¹⁷ Fuente: BP Statistical Review 2009.

¹⁸ Fuente: CEPAL, Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos, 2008

GRÁFICO 8
CENTROAMÉRICA: CONSUMO DE HIDROCARBUROS, 1970-2010
(En millones de barriles equivalentes de petróleo)



Fuente: Estadísticas CEPAL, Series históricas.

Nota: No incluyen los derivados del petróleo utilizados para la producción de electricidad.

La balanza comercial de hidrocarburos es negativa, pues la subregión es importadora neta, importa petróleo crudo así como derivados.¹⁹

En cuanto al destino de los hidrocarburos, durante 2008 el 54,3% se destinó al sector transporte, 22,9% para la generación eléctrica (centrales eléctricas y autoprodutores), 14,6% para el sector industrial, 4,6% para el sector residencial, 1,7% para los sectores comercial, servicios públicos, 1,3% para la construcción y otros, y 0,5% para los sectores agrícola, ganadero y minero (véase el gráfico 9). El sector transporte principal consumidor de hidrocarburos demanda para su operación principalmente diesel y gasolinas, así como turbo jet y en menor cantidad gas licuado.

El segundo consumidor de hidrocarburos son las plantas de generación eléctrica y los autoprodutores que consumen principalmente fuel oil y diesel (87,6% y 12,4% respectivamente en 2008).

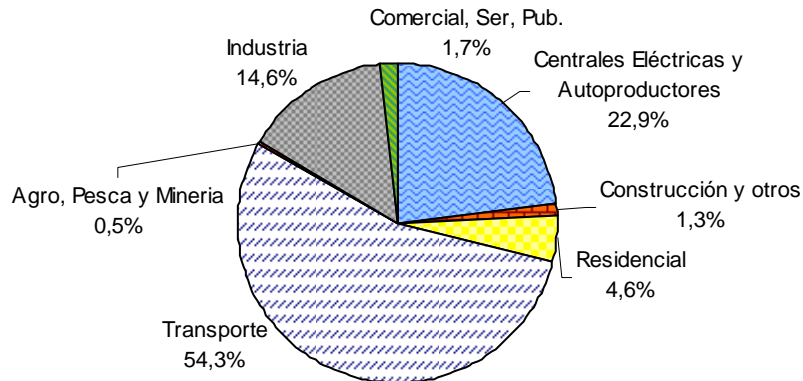
El tercer sitio en cuanto a consumo lo ocupa el sector industrial que demanda principalmente diesel, fuel oil y gas licuado y en menor cantidad gasolinas y kerosenes, distribuidos de acuerdo a lo siguiente: fuel oil 42,0% de la demanda total de hidrocarburos, diesel 40,4%, gas licuado 14,0%, gasolinas 3,2% y kerosenes 0,4%. De la oferta total de gas licuado, 24,6% es consumido por este sector,

¹⁹ En 2008 el crudo producido en Guatemala fue de 5,2Mbl., el cual fue exportado casi en su totalidad (92,5%). En su mayor parte el crudo no exportado no tuvo usos energéticos, fue utilizado para producir asfaltos.

de fuel oil, 19,7% es demandado por este sector, de diesel, este sector demanda 13,5% de la oferta total y de gasolinas y kerosenes este sector demanda 2,4% de la oferta total de esos combustibles.

GRÁFICO 9
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE HIDROCARBUROS
POR SECTOR, 2008

(97,9 millones de barriles equivalentes de petróleo)



Fuente: SIEE OLADE y estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

El cuarto consumidor de hidrocarburos es el sector residencial el que cual demanda principalmente gas licuado y kerosenes con una proporción de 93,1% y 6,9% respectivamente. Este sector demanda el 65,9% de la oferta total de gas licuado y el 5,7% de la oferta total de kerosene.

En quinto sitio se ubican los sectores comercial, servicios públicos que demandan principalmente diesel que corresponde al 56,9% de la demanda total de hidrocarburos, seguido del gas licuado 23,9%, las gasolinas 10,8%, el fuel oil 4,7% y los kerosenes 3,6%. Estos sectores consumen cantidades pequeñas con relación a la oferta total de hidrocarburos, en el caso del gas licuado la demanda por estos sectores representa el 7,8% de la oferta total, en el caso del diesel el 3,5% de la oferta total y en conjunto para las gasolinas, los kerosenes y el fuel oil representan el 2,8% de la oferta total de estos energéticos.

Por último los sectores, de la construcción, agrícola, ganadero, minero y otros, demandan principalmente diesel y fuel oil y en menor proporción kerosenes, gasolinas y gas licuado. El consumo por estos sectores es mínimo respecto de la demanda total de hidrocarburos. La distribución del consumo por energético corresponde en primer lugar al diesel 67,3%, seguido del fuel oil 17,1%, kerosenes 6,2%, gasolinas 5,4% y gas licuado 3,9%. El 27,9% del consumo de hidrocarburos de este subgrupo corresponde a los sectores agrícola, ganadero y minero y 72,1% a los sectores de la construcción y otros. Con respecto a la oferta total de hidrocarburos, estos sectores consumen 3,6% de la oferta total de diesel, 2,1% de la oferta total de kerosenes, 1,3% de la oferta total de fuel oil, 1,1% de la oferta total de gas licuado y 0,4% de la oferta total de gasolinas.

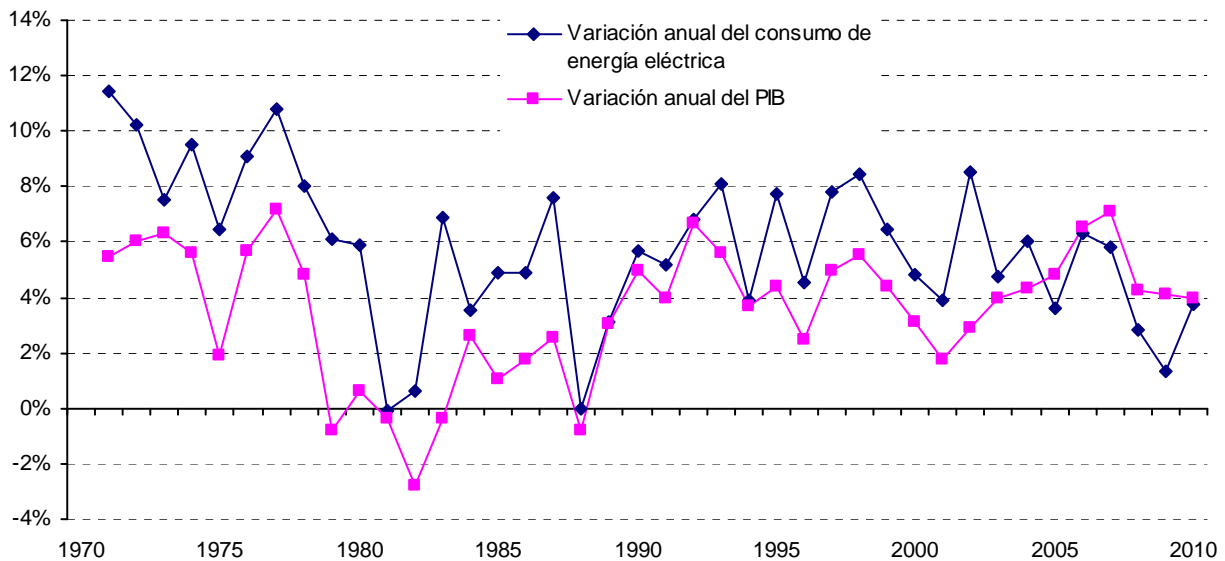
d) Subsector eléctrico

En los países de Centroamérica, durante el período 1970–2008, se observó un crecimiento medio anual de 6% en la demanda de energía eléctrica. Por el lado de la oferta, la capacidad instalada de

generación eléctrica durante el período referido paso de 1.041 MW a 10.312 MW. Costa Rica representa el mayor mercado de electricidad, por ejemplo a nivel de oferta, tenía el 23,9% de la capacidad instalada de la subregión, seguido por Guatemala (22%), Panamá (15,8%), Honduras (15,6%), El Salvador (14,1%) y Nicaragua (8,6%).

El comportamiento del consumo de energía eléctrica se encuentra correlacionado con el ritmo de la actividad económica, lo cual implica que ante un incremento en el PIB, el consumo de energía aumenta generalmente a una mayor magnitud. Durante el período referido el crecimiento del consumo de energía eléctrica fue 6% y el del PIB fue 3,5% en promedio anual (véase el gráfico 10). El 45,9% de la capacidad instalada total corresponde a las plantas térmicas a base de combustibles fósiles y 54,1% a fuentes renovables de las cuales 41,9% corresponde a centrales hidroeléctricas, 4,9% a plantas geotérmicas, 6,8% a centrales de cogeneración (bagazo de caña) y 0,7% a centrales eólicas (véase el cuadro 3).

GRÁFICO 10
CENTROAMÉRICA: PIB Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1970-2010
(Variación porcentual)



Fuente: Estadísticas CEPAL, series históricas.

Por tecnología, el 23,0% de la capacidad térmica corresponde Guatemala, seguido de Honduras 21,0%, Panamá 15,9%, Costa Rica 14,1%, El Salvador 13,6%, Nicaragua 11,8% y Belice 0,6%. Costa Rica concentra el 35,3% de la capacidad hidráulica total, seguido de Panamá 20,2%, Guatemala 18%, Honduras 12,1%, El Salvador 11,3% y Nicaragua 2,4% y Belice 0,7%.

Cuatro países poseen plantas geotérmicas, El Salvador concentra la mayor capacidad 40,7%, seguido de Costa Rica 33%, Nicaragua 17,4% y Guatemala 8,8%. Sólo Guatemala y Honduras cuentan con carboeléctricas, el primer país concentra 95% de la capacidad instalada. En energía eólica, sólo Costa Rica dispone de esa tecnología. Durante 2009 ingresó a Nicaragua un generador eólico (39,9 MW). Con relación a las plantas de cogeneración, Guatemala posee 50,4% de la capacidad de cogeneración instalada, seguido de Nicaragua 18,2%, El Salvador 15,7%, Honduras 11,5%, Costa Rica 2,9% y Belice 1,1%. El cuadro 4 muestra un resumen de la generación eléctrica en cada país, por tipo de tecnología.

CUADRO 3
CENTROAMÉRICA Y BELICE: CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN, 2008
(En MW)

	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Gas	Carbón	Cogener.	Eólica
Total	10.312,3	4.315,7	501,6	601,1	3.196,1	771,3	160,4	696,2	69,9
Centroamérica	10.245,5	4.283,7	501,6	574,1	3.196,1	771,3	160,4	688,4	69,9
Costa Rica	2.446,6	1.524,3	165,7	-	319,0	347,7	-	20,0	69,9
El Salvador	1.441,3	485,7	204,4	-	626,0	16,2	-	109,0	-
Guatemala	2.257,2	776,4	44,0	4,5	713,2	215,9	152,4	350,8	-
Honduras	1.597,1	522,0	-	-	912,8	72,5	8,0	81,8	-
Nicaragua	879,7	105,3	87,5	169,8	311,3	79,0	-	126,8	-
Panamá	1.623,6	870,0	-	399,8	313,8	40,0	-	-	-
Belice	66,8	32,0	-	27,0	-	-	-	7,8	-

Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico y estimaciones CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.²⁰

CUADRO 4
CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN NETA, 2008
(En GWh)

	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Gas	Carbón	Cogener.	Eólica
Total	39.651,9	19.969,2	3.113,3	2.094,4	11.083,6	535,0	1.047,6	1.646,7	198,2
Centroamérica	39.398,9	19.829,2	3.113,3	1.993,4	11.047,5	535,0	1.047,6	1.634,7	198,2
Costa Rica	9.412,9	7.383,5	1.130,9	-	312,4	365,5	-	22,4	198,2
El Salvador	5.916,2	2.093,6	1.420,9	-	2.106,0	57,8	-	237,9	-
Guatemala	7.903,8	3.585,9	271,7	20,0	2.083,9	24,7	1.047,6	870,0	-
Honduras	6.800,7	2.291,1	-	-	4.210,0	57,0	-	242,6	-
Nicaragua	3.100,3	529,5	289,8	827,9	1.177,2	14,1	-	261,8	-
Panamá	6.265,0	3.945,6	-	1.145,5	1.158,0	15,9	-	-	-
Belice	253,0	140,0	-	101,0	-	-	-	12,0	-

Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico y estimaciones CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

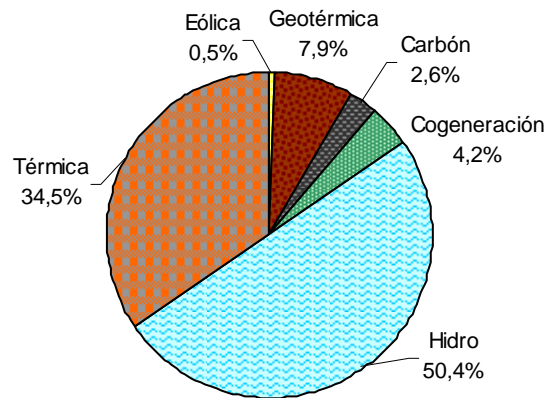
La distribución de la generación neta por país es la siguiente, en primer sitio se ubicó Costa Rica 23,7% de la generación total, seguido de Guatemala 19,9%, Honduras 17,2%, Panamá 15,8%, El Salvador 14,9%, Nicaragua 7,8% y Belice 0,6%. En cuanto a la propiedad de la generación aproximadamente el 40% es pública.²¹

La generación eléctrica a base de fuentes renovables de energía superó a la que utiliza hidrocarburos, la generación hidráulica fue 50,4%, la energía geotérmica 7,9%, el bagazo de caña (cogeneración) 4,2% y la energía eólica 0,5% (véase el gráfico 11).

²⁰ Se refiere a las estadísticas del subsector eléctrico actualizadas a 2008, publicadas por la CEPAL México

²¹ Para el caso de Belice la cifra fue estimada sobre la base de cifras oficiales del 2007.

GRÁFICO 11
CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2008
(39.651,9 GWh)



Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico y estimaciones CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

De la generación a base de combustibles fósiles el 92,9% fue con hidrocarburos y el 7,1% con carbón mineral. Costa Rica, El Salvador, Panamá, Belice y Guatemala superan la generación eléctrica con fuentes renovables. En Costa Rica 92,8% de la generación eléctrica es con fuentes renovables, en El Salvador 63,4%, en Panamá 63,0%, en Belice 60,1% y en Guatemala 59,8%, contrario a lo que ocurre en Honduras y Nicaragua que sólo generan con renovables 37,3% y 34,9% respectivamente de la generación total.

Las ventas de energía eléctrica en la subregión fueron 33.240,2 GWh en 2008 (véase el cuadro 5), para un número de usuarios que supera los 7,6 millones. Las mayores ventas se registraron en Costa Rica 25,1% del total, seguido de Guatemala 19,5%, Panamá 16,4%, Honduras 15,7%, El Salvador 15,2%, Nicaragua 6,7% y Belice 1,3%. Con relación al tipo de usuario, el sector residencial fue el principal consumidor pues demandó 33,3% de las ventas totales, le siguen el sector industrial 29,4%, el sector comercial 28,5% y finalmente otros 8,8%.

CUADRO 5
CENTROAMÉRICA Y BELICE: VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2008
(En GWh)

	Total	Centro- américa	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
Total	33.240,2	32.824,0	8.359,5	5.066,7	6.492,1	5.226,7	2.229,1	5.450,0	416,1
Residencial	11.052,6	10.821,6	3.344,1	1.645,2	1.596,1	2.129,7	705,5	1.646,3	231,1
Comercial	9.489,9	9.376,7	2.601,2	1.134,0	2.061,0	1.269,3	596,8	2.454,3	113,2
Industrial	9.760,0	9.707,2	2.206,7	2.150,5	2.723,0	1.445,0	628,8	524,0	52,8
Otros	2.937,6	2.918,5	207,5	137,0	112,0	382,7	297,9	825,4	19,1

Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico y estimaciones CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. ²²

²² Para los países de El Salvador y Guatemala, fueron estimados los consumos para los sectores comercial, industrial y otros con base en los consumos registrados en los balances de energía de la OLADE (2008).

e) **Biomasa y biocombustibles**

La biomasa es y ha sido un energético importante en la subregión, pues se utiliza para la producción de carbón vegetal (leña), generación eléctrica (bagazo de caña de azúcar) y para el consumo final en los sectores industrial y residencial, el primero la usa principalmente para la producción de azúcar y el sector residencial la utiliza para cocción de alimentos y calefacción. En 2008 se estima que la biomasa atizada para producción de calor fue equivalente a 70.855,1 Mbep. Del total de biomasa producida 82,3% corresponde a la leña y 17,7% al bagazo de caña de azúcar. La producción de biomasa representó el 56,5% de la producción total de energía primaria.

La mayor producción de biomasa se registro en Guatemala 43,8% del total regional, le sigue Honduras 19,6%, Nicaragua 12,4%, Costa Rica 10,3%, El Salvador 8,2%, Panamá 5,4% y Belice 0,4%. De la producción de leña (58.342,4 Mbep), Guatemala produjo 45,7%, Honduras 19,8%, Nicaragua 12,1%, El Salvador 9,5%, Costa Rica 7,5%, Panamá 5,4% y Belice 0,1%, en la producción de bagazo de caña de azúcar (12.512,7 Mbep) prácticamente se observo la misma tendencia con un ligero cambio entre Nicaragua y El Salvador, aunque con proporciones mucho menores que las observadas en el caso de la leña, Guatemala produjo 35,0% del total, Honduras 18,9%, El Salvador 13,9%, Nicaragua 13,5%, Costa Rica 11,8%, Panamá 5,5% y Belice 1,5%.

Se estima que el 96,3% de la biomasa utilizada corresponda a la leña y 3,7% a bagazo de caña de azúcar y otros residuos agrícolas. De la leña producida 2,8% se envió a los centros de procesamiento y el 97,2% restante a los usuarios finales, de los cuales el sector residencial consumió 93,7%, el sector industrial 3,7%, los sectores comercial, servicios públicos en conjunto consumieron 2,4% y el consumo del sector agrícola fue 0,04%. El bagazo de caña de azúcar se utiliza para la generación de electricidad, en la fabricación de alcohol y en el sector industrial, la generación eléctrica absorbió 76% del bagazo total producido, el sector industrial 22,9% y las destilerías de alcohol 1,1%.

La producción de biocombustibles líquidos es una opción que haría posible atender una parte de las necesidades del sector transporte, tanto para la gasolina como para el diesel. Estudios realizados por la CEPAL analizaron diferentes escenarios de crecimiento para la producción de bioetanol y biodiesel en los países del Istmo Centroamericano.

f) **Sector transporte**

i) Transporte y consumo de productos derivados del petróleo. Se conoce relativamente poco sobre el sector transporte de Centroamérica y de su influencia a través de las fuentes móviles en los consumos de energía y su impacto ambiental. Pese a la importancia del sector se ha prestado más atención a los consumos de energía que derivan de las fuentes fijas para generación térmica de electricidad, aspecto que en sí es un avance ponderable. No obstante, el principal consumidor de derivados del petróleo en Centroamérica es el sector transporte, los porcentajes de participación de este sector respecto al consumo final de energía, van del 24% en Nicaragua al 47% en Panamá, y si se considera solamente el consumo de derivados del petróleo los porcentajes van del 40% en Nicaragua al 74% en Costa Rica (véase el cuadro 6).

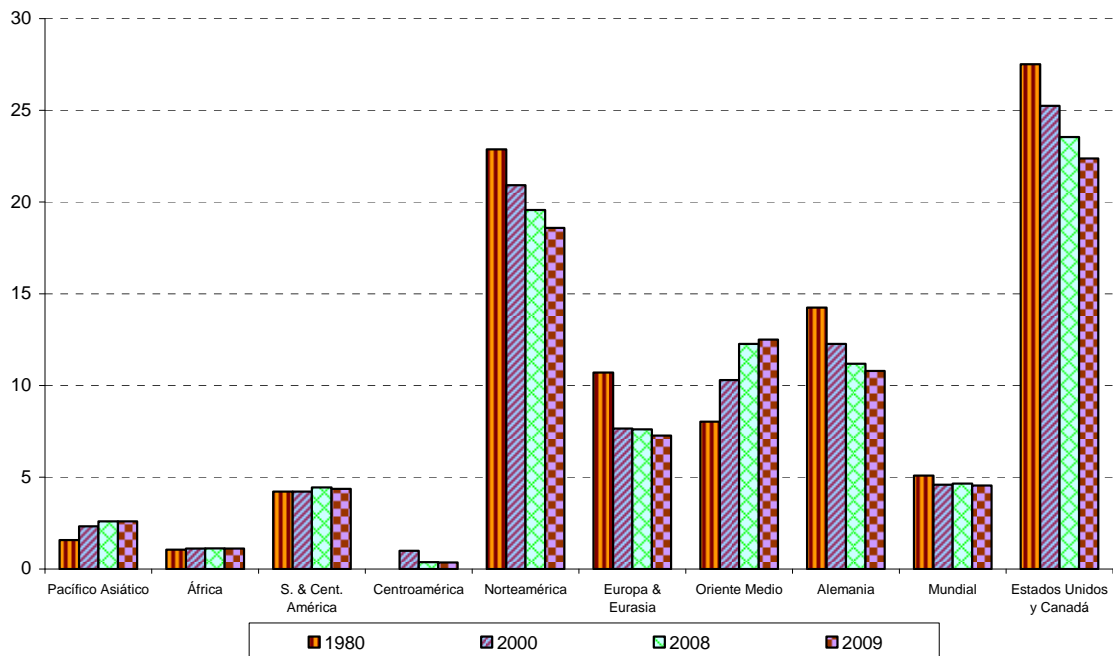
CUADRO 6
CENTROAMÉRICA: CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR TRANSPORTE CON RESPECTO
AL CONSUMO FINAL DE ENERGÍA E HIDROCARBUROS, 2008
(Porcentajes)

País	Transporte/ consumo final de energía	Transporte/ consumo de hidrocarburos
Costa Rica	42,2	74,1
El Salvador	38,5	50,7
Guatemala	27,8	63,2
Honduras	26,6	41,9
Nicaragua	24,3	39,9
Panamá	46,6	55,6

Fuente: Elaboración propia sobre la base de cifras de SIEE OLADE.

Dada la importancia del sector transporte en el consumo de derivados del petróleo en la región, es importante comparar el consumo per cápita de petróleo de los países centroamericanos con el de otras regiones y países. De acuerdo con los datos presentados en el gráfico 12, la región centroamericana registra los consumos per cápita más bajos del mundo (solo comparables con los de África).

GRÁFICO 12
PAÍSES Y REGIONES SELECCIONADOS: CONSUMO PER CÁPITA DE PETRÓLEO, 1980-2009
(En barriles/persona)



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy, junio de 2008.

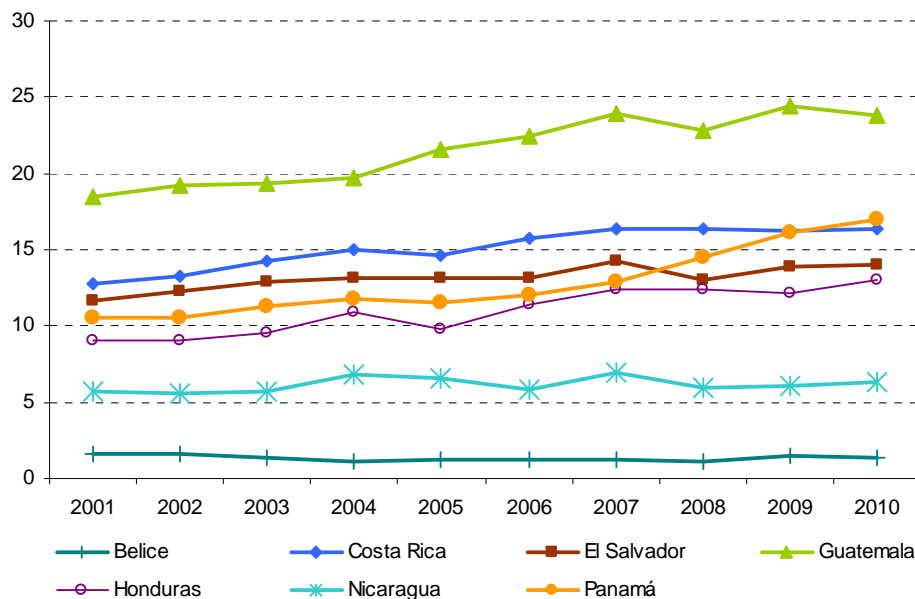
A pesar del bajo consumo per cápita de derivados del petróleo de la región, el consumo de estos productos se ha ido incrementando, en especial a partir de la última década del siglo pasado. En este contexto, esquemas de desarrollo desordenados pueden incrementar fuertemente el consumo regional de petróleo y las emisiones de GEI asociadas, por el contrario, un esquema en donde se le dé un impulso al transporte colectivo y a los temas de eficiencia energética y uso de fuentes alternativas de energía, entre otros, conducirían a Centroamérica hacia patrones de consumo sostenibles en el largo plazo.

Tomando en cuenta que las emisiones de GEI de la región provienen principalmente del sector transporte, es de suma importancia establecer estrategias que busquen la modernización de este sector en el mediano y largo plazo.

ii) Aspectos relevantes del consumo de derivados del petróleo en Centroamérica. Una gran parte de la generación eléctrica de Centroamérica es a base de combustibles derivados del petróleo práctica común en países pequeños, no así en los países grandes. Para realizar un análisis adecuado del sector hidrocarburos de la región, en este apartado no se incluyen combustibles destinados a la generación de electricidad. .

El gráfico 13 muestra que la demanda de combustibles derivados del petróleo sin considerar el consumo en generación eléctrica ha aumentado en cada uno de los países de la región.

GRÁFICO 13
CENTROAMÉRICA Y BELICE: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO REGIONAL DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO, 2001-2010
(SIN INCLUIR SECTOR ELÉCTRICO)
(En millones de barriles)



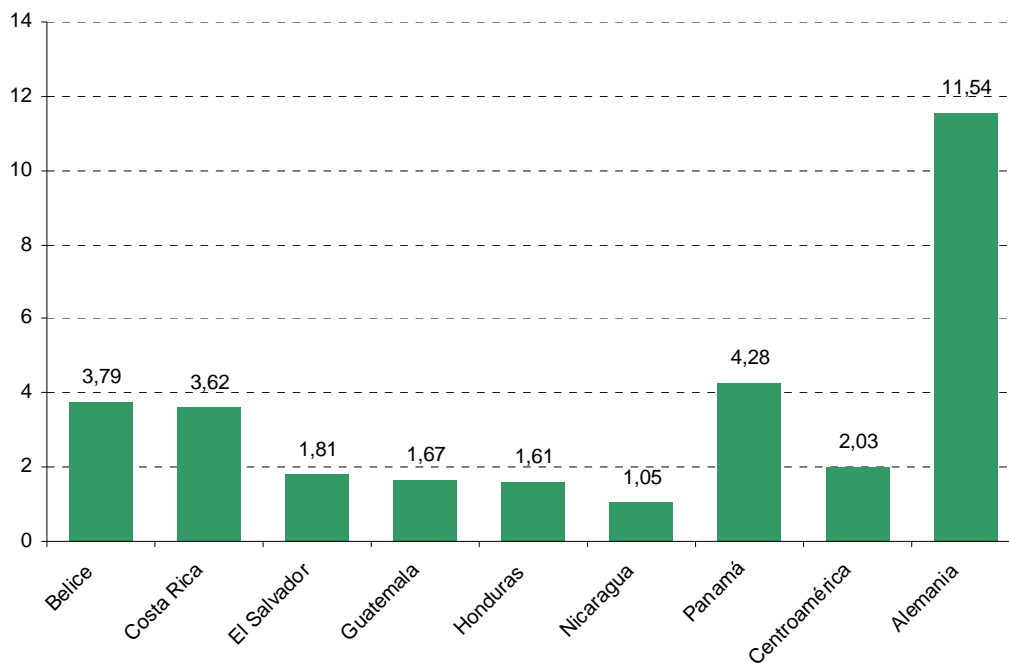
Fuente: Elaboración propia con datos de la CEPAL y de la EIA.

De acuerdo a la experiencia internacional, el aumento en el consumo de hidrocarburos es una consecuencia directa del desarrollo de los países, por lo que para alcanzar mejores niveles de desarrollo

tanto humano como económico, la región tenderá a incrementar su consumo de petróleo. Sin embargo, es de esperar que una vez que la región logre un buen nivel de desarrollo, la demanda de hidrocarburos tienda a equilibrarse y que el consumo per cápita se estabilice en un valor que dependerá del esquema de desarrollo que se seleccione.

El gráfico 14, permite comparar el consumo per cápita de petróleo de los países centroamericanos con el de Alemania. Como se puede observar, el consumo de petróleo de la región por habitante es muy bajo, no obstante, se debe tener en cuenta que esto no significa que su uso se realice de una manera eficiente, en realidad, el bajo consumo per cápita se debe a que una parte importante de la población aun no tiene ingresos suficientes para poder tener un acceso adecuado a los medios de transporte motorizado y a que el sector industrial no se ha desarrollado de la misma forma que en los países industrializados como Alemania.

GRÁFICO 14
PAÍSES SELECCIONADOS: CONSUMO PER CÁPITA DE PETRÓLEO, 2008
(SIN INCLUIR CONSUMO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA)
(En barriles por habitante)



Fuente: Elaboración propia con datos de la CEPAL y de la División de Población de las Naciones Unidas.

Esta situación debe interpretarse adecuadamente ya que si la región centroamericana logra alcanzar altos niveles de desarrollo, sus necesidades de petróleo podrían incrementarse en hasta seis veces el consumo actual, lo que provocaría un aumento en las emisiones de GEI.

Por otra parte, tal y como se comentó anteriormente, el consumo per cápita de petróleo de los diferentes países desarrollados varía considerablemente dependiendo del esquema de desarrollo que se

establezca. En este sentido, las variables que más afectan el consumo de petróleo de un país son el ingreso per cápita y la densidad de población.

El ingreso per cápita es una señal directa del poder adquisitivo que tienen los habitantes de un determinado país, por lo que entre mayor sea este indicador, más recursos tendrá su población para hacer frente a sus gastos básicos y por ende, existe la posibilidad de optar por un esquema de transporte basado en vehículos particulares en vez del colectivo.

La densidad de población por su parte, indica la tendencia que tienen las personas a vivir alejados de la ciudad. En los países con una alta densidad poblacional los habitantes buscan vivir en grandes conglomerados habitacionales en donde el transporte colectivo se debiera desarrollar de una manera más efectiva, en cambio, en países con bajas densidades poblacionales, las casas ubicadas en zonas semiurbanas tienden a tener más terreno y un menor precio que las ubicadas dentro de las ciudades, por lo que, muchas personas optan por vivir en estas zonas al considerar que ofrecen una mejor calidad de vida (menor criminalidad y drogadicción, más contacto con la naturaleza, etc.), aunque esto implique dedicar mayores recursos al transporte. El problema de este último esquema radica en la pérdida de competitividad del transporte colectivo al recorrer grandes distancias con una baja afluencia de usuarios, puesto que las unidades son subutilizadas fuera de las horas de máxima demanda.

El cuadro 7, muestra la densidad poblacional de varios países incluyendo los centroamericanos, de acuerdo con los datos observados solo El Salvador posee una densidad poblacional similar a la de Alemania, en cambio, países como Belice, Nicaragua, Panamá, Honduras y Costa Rica poseen densidades relativamente bajas, lo que podría inducir a los habitantes a vivir en zonas semiurbanas y trasladarse a las ciudades cuando sea necesario. En Centroamérica el tiempo de traslado promedio es de aproximadamente una hora, debido a ello una buena parte de la población prefiere utilizar su vehículo en lugar del transporte colectivo como consecuencia del mínimo diferencial de costo entre ambos modos de transporte.²³ Esta situación provoca que el consumo total de hidrocarburos se eleve más drásticamente en los países en donde la densidad poblacional es baja y el ingreso de la población crece a tasas más altas.

CUADRO 7
PAÍSES SELECCIONADOS: DENSIDAD POBLACIONAL, 2008
(*Habitantes/km²*)

País	Densidad poblacional
El Salvador	294
Alemania	230
Guatemala	130
Costa Rica	90
Honduras	67
Panamá	46
Nicaragua	44
Estados Unidos de América	34
Belice	14

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la División de Población de las Naciones Unidas.

²³ Por ejemplo, en Costa Rica un viaje ida y vuelta desde la ciudad de Alajuela hasta Cartago, que se encuentran a aproximadamente 40 km de distancia, tiene un costo estimado de 5 dólares y requiere tomar tres autobuses, mientras que el transporte individual en un vehículo con un motor de bajo consumo (1200 cc) implica un gasto en gasolina de apenas 3 dólares y se realiza en menos de la mitad del tiempo. Esa situación podría cambiar en los países de menor ingreso, en los cuales el transporte público es más barato.

3. Indicadores

Mediante indicadores técnicos y económicos se puede analizar la dependencia de la subregión a las importaciones de energía, los hidrocarburos y las fuentes renovables, principalmente leña, así como el grado de desarrollo del sector eléctrico y la eficiencia operativa del mismo.

a) Indicadores económicos y de dependencia a las importaciones

El PIB de la subregión fue 98.984,2 millones de dólares a precios constantes de 2000, el PIB per cápita alcanzó los 2.329,3 dólares por habitante, la factura petrolera por la importación de hidrocarburos fue 11.322,2 millones de dólares equivalente al 11,4% del PIB, indicador que ha mostrado una tendencia creciente en los últimos años por los altos precios de los hidrocarburos. El impacto ha sido mayor en Nicaragua y Honduras, con valores ligeramente superiores al 18% del PIB, mientras que el resto de países es de alrededor del 10% del PIB. Con relación al indicador saldo externo (exp-imp)/oferta total de energía, éste presentó un valor global negativo de 0,44, lo que indica el grado de dependencia a las importaciones de energía (véase el cuadro 8).

CUADRO 8
CENTROAMÉRICA Y BELICE: INDICADORES ECONÓMICOS
Y DE DEPENDENCIA A LAS IMPORTACIONES, 2008

Indicadores	Total	Centro- américa	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
PIB per cápita (USD\$ constantes de 2000/ habitante)	2.278,0	2.266,2	5.284,8	2.883,5	2.287,2	1.525,4	880,7	5.413,5	3.976,1
Relación factura/PIB (Gasto por compra de hidrocarburos/ PIB en %)	11,4	8,4	7,0	7,5	6,9	13,9	15,2	8,4	9,4
Saldo externo (exp-imp/oferta total)	-0,44	-0,44	-0,46	-0,53	-0,27	-0,50	-0,49	-0,68	-0,64

Fuente: SIEE OLADE, Estadísticas CEPAL y Estadísticas del subsector eléctrico y estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

Entre 2007–2008 Guatemala, Nicaragua y Panamá disminuyeron sus importaciones totales de energía, Costa Rica, El Salvador y Honduras las incrementaron; en relación con las exportaciones, éstas disminuyeron en Costa Rica y El Salvador y aumentaron en el resto de los países.

b) Indicadores de dependencia a los hidrocarburos y a las energías tradicionales

En relación con la dependencia de la subregión a los hidrocarburos y a la leña, el consumo final de estos combustibles fue 156,4 Mbep, en las centrales eléctricas se transformaron 23,1 Mbep de hidrocarburos para generar 14.727,0 GWh de electricidad. El consumo de hidrocarburos representó 46,0% del consumo final de energía y el de leña 35,3%. Del consumo total de hidrocarburos 23,6% se utilizó

para la generación de energía eléctrica y 34,5% de la generación de electricidad fue a base de hidrocarburos (véase el cuadro 9).

Otro indicador que permite ver la dependencia del sector energético respecto de la leña es el consumo per cápita de leña, que en 2008 osciló en un rango de 0,1 a 1,9 bep/habitante, el menor se observó en Belice y el mayor en Guatemala 1,9, le sigue Honduras 1,6, Nicaragua 1,2, Costa Rica y Panamá 0,9 cada uno, El Salvador 0,8 y Belice 0,1 bep/habitante.

CUADRO 9
CENTROAMÉRICA Y BELICE: INDICADORES DE DEPENDENCIA A LOS HIDROCARBUROS, 2008
(En porcentajes)

Indicadores	Total	Centro- américa	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
% de hidrocarburos en el consumo final de energía	46,1	45,9	53,5	54,3	35,5	42,2	36,0	64,5	67,6
% de utilización de leña en el consumo final de energía	35,3	35,6	15,4	24,4	52,5	42,6	46,7	15,0	2,9
% del consumo de hidrocarburos para generación eléctrica	17,1	17,2	7,3	13,6	10,3	30,7	34,1	17,1	4,2
% de la generación con plantas a base de derivados del petróleo	34,5	34,5	7,2	36,6	26,9	62,7	65,1	37,0	39,9

Fuente: SIEE OLADE, Estadísticas del subsector eléctrico y estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

c) Indicadores de consumo de energía

El consumo per cápita de energía en la subregión fue 4,0 bep/habitante, Costa Rica, Panamá y Belice registraron los mayores consumos per cápita con un promedio 6 bep/habitante, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua tuvieron un consumo per cápita de alrededor de la mitad del primer grupo. En el sector residencial el consumo per cápita promedio fue 1,6 bep/habitante, el mayor valor se observó en Guatemala 2,1 y el menor en Belice de uno. Con relación al consumo per cápita de hidrocarburos y de electricidad estos fueron de 2,6 barriles/habitante y 789,0 kWh/habitante. El mayor consumo per cápita de hidrocarburos se observó en Panamá que duplica al promedio regional, en el caso del consumo per cápita de electricidad, Costa Rica, Panamá y Belice duplican el promedio regional, en El Salvador es ligeramente superior al promedio regional, Honduras es poco menor del promedio regional y el de Guatemala y Nicaragua de aproximadamente la mitad del promedio regional (véase el cuadro 10).

La cobertura eléctrica global en la región fue de aproximadamente 82,3%, los países con la mayor y menor cobertura eléctrica fueron Costa Rica y Nicaragua de acuerdo a los índices de electrificación siguientes: Costa Rica 98,7%, Belice 90%, Panamá 87,3%, El Salvador 85,8%, Guatemala 83,8%,

Honduras 77% y Nicaragua 64,5%.²⁴ En relación con las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución (técnicas y no técnicas), en promedio son del 16% (Nicaragua registra 27,3% y es seguido de Honduras 23,5%, Guatemala 17,1%, Belice 13%, El Salvador 12,8%, Panamá 11,8% y Costa Rica con 10,6%).

CUADRO 10
CENTROAMÉRICA Y BELICE: INDICADORES DE CONSUMO DE ENERGÍA, 2008

Indicadores	Total	Centro- américa	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
Consumo per cápita de energía/ habitante)	4,0	4,0	6,2	3,4	3,7	3,7	2,6	6,0	4,9
Consumo per cápita del sector residencial (energía/habitante)	1,6	1,6	1,2	1,1	2,1	1,7	1,2	1,3	1,0
Consumo per cápita de hidrocarburos (barriles/habitante)	2,6	2,5	3,9	2,5	1,9	2,4	1,8	5,2	3,7
Consumo per cápita de electricidad (kWh/habitante)	789,0	784,8	1.809,2	797,1	477,3	679,7	369,3	1.559,1	1.362,0

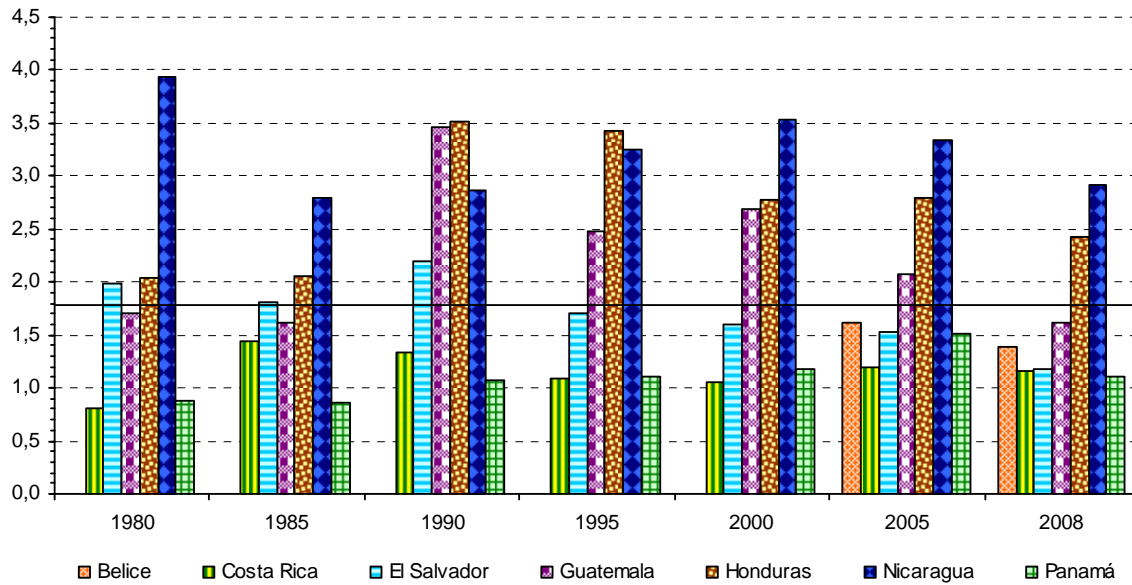
Fuente: SIEE OLADE, Estadísticas de los subsectores hidrocarburos y eléctrico y estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales.

La intensidad energética del PIB²⁵ de los países de la subregión fue 1,50 barriles equivalentes de petróleo (bep) por mil dólares constantes de 2000 del PIB en 2008. Panamá registró la menor intensidad energética (1,11) y Nicaragua la mayor (2,92). Honduras y Guatemala presentan altas intensidades energéticas (2,42 y 1,62, respectivamente). Los países con intensidad energética inferior al promedio regional, además de Panamá fueron Belice 1,23, El Salvador 1,17, Costa Rica 1,17, correspondiendo a los países que tienen una menor utilización de las energías tradicionales (biomasa). La intensidad energética a los hidrocarburos al PIB es sustancialmente más baja, estando en 2008 en el rango de 0,74 bep a 1,99 bep por mil dólares de PIB, cifras que corresponden a Costa Rica y Nicaragua, respectivamente. Lo anterior se muestra en los gráficos 15 y 16.

²⁴ El índice de electrificación global fue calculado a partir del número de usuarios residenciales, los habitantes promedio que integran una familia (o una vivienda) y la población total del país, los índices por países fueron obtenidos de las Estadísticas del subsector eléctrico (2009) y estimados para el caso de Belice.

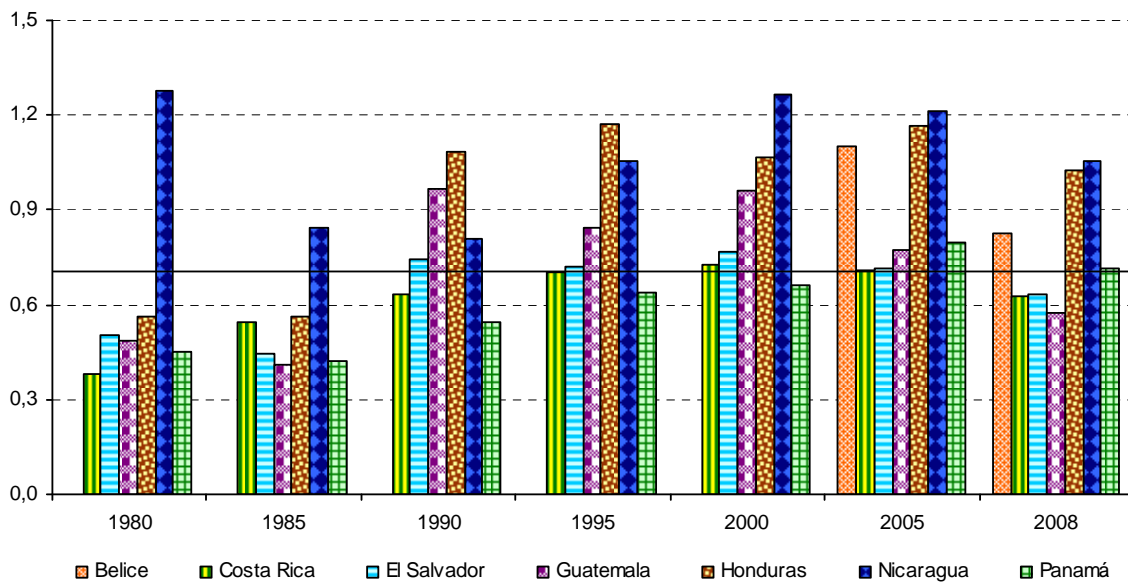
²⁵ La intensidad energética esta expresada en miles de barriles equivalente de petróleo por millón de dólares del PIB (a precios constantes del 2000). Obsérvese que las mayores intensidades corresponden a los países con mayor dependencia a energías tradicionales.

GRÁFICO 15
CENTROAMÉRICA Y BELICE: INTENSIDAD ENERGÉTICA, 1980-2008



Fuente: SIEE OLADE, Estadísticas económicas y estimaciones CEPAL.

GRÁFICO 16
CENTROAMÉRICA Y BELICE: CONSUMO FINAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES/PIB, 1980-2008



Fuente: SIEE OLADE, Estadísticas económicas y estimaciones CEPAL.

d) Indicadores sector transporte

En la mayoría de los países las instituciones involucradas no disponen de información sistematizada y validada sobre los consumos en el sector transporte. La carencia de esta información dificulta la planificación de acciones estratégicas para el parque automotor, por ejemplo la regulación de importaciones de vehículos, la penetración de tecnologías más eficientes y su impacto en el transporte de pasajeros y carga así como en las emisiones locales, regionales y globales.

i) El parque automotor. Todos los países de Centroamérica cuentan con información sobre el respectivo parque automotor, en algunos casos por los registros del seguro obligatorio, en otros con fines fiscales y finalmente como datos sistemáticos que se llevan en estadística y censos, en los ministerios de transporte o en la policía de tránsito. No obstante, existe dispersión de información originada por las diferentes necesidades específicas, por la no publicación en muchos casos y porque no responde a necesidades interinstitucionales para concertar políticas de interés común. Además, no parece que haya una validación de datos a partir de las altas dadas por las importaciones de vehículos nuevos y usados, y de las bajas por el cese de capacidad de los vehículos para circular, sea por accidentes, por el término de la vida útil, porque no resistirían una revisión técnica para circular en condiciones de seguridad o porque su desgaste no soportaría cumplir con normas mínimas de calidad del aire. A ello se agrega que en los casos en los que es obligatorio contar con un seguro contra terceros o el pago de la matrícula anual, solo se registra a los que realizan el pago quedando una importante franja de vehículos en infracción, que aunque no son contabilizados están en circulación. Por otra parte, cada país clasifica los vehículos bajo distintos criterios, por lo que no existe una nomenclatura uniforme en la región que a su vez pueda ser compatible con normas internacionales.

Entre el año 2000 y 2007 el parque de vehículos con motor que consume combustible, sin considerar los de arrastre, registró un crecimiento sistemático alimentado por importaciones. El crecimiento más notable se presentó en Nicaragua y el más atemperado en Costa Rica (véase el cuadro 11). La participación por países indica que el parque más numeroso se encuentra en Guatemala mientras que el de menor tamaño se encuentra en Nicaragua. En el año 2007 Guatemala representó casi el 34% del parque vehicular de la región, siendo el país con mayor peso relativo. La estructura del parque automotor a nivel regional presentó cambios en el período 2000-2007 debido a un mayor crecimiento en Guatemala, Honduras y Nicaragua respecto a los demás países centroamericanos.

ii) Algunos indicadores del parque automotor. Costa Rica y Panamá presentan una elasticidad del parque automotor respecto al PIB menor que uno, lo que indica que el número de vehículos en circulación crece a menor velocidad que el PIB de esos países. Por el contrario, El Salvador, Honduras, Guatemala y Nicaragua tienen una elasticidad del parque automotor al PIB mayor que uno, es decir, en estos países los vehículos en circulación crecen más rápido que el PIB (Figuroa, 2009). En todos los casos el coeficiente de correlación entre el parque y el PIB es elevado y con parámetros estadísticos de significación (véase cuadro 12).

CUADRO 11
CENTROAMÉRICA: PARQUE AUTOMOTOR, 2000-2007

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Total
	Unidades						
2000	696.046	535.643	909.284	480.129	199.293	308.607	3.129.002
2001	715.735	557.790	939.098	484.053	220.971	302.282	3.219.928
2002	735.425	546.907	965.590	516.960	252.654	309.241	3.326.777
2003	755.114	568.890	991.443	542.287	265.547	322.417	3.445.698
2004	774.803	577.622	1.024.517	577.595	291.894	334.856	3.581.286
2005	794.492	607.345	1.065.285	613.934	313.952	340.810	3.735.818
2006	814.181	643.294	1.285.153	669.177	346.080	359.014	4.116.899
2007	845.397	676.685	1.538.509	731.257	360.961	383.572	4.536.381
	Variación porcentual anual						
2000-2007	2,8	3,4	7,8	6,2	8,9	3,2	5,4

Fuente: Figueroa (2009).

CUADRO 12
CENTROAMÉRICA: INDICADORES DE LA RELACIÓN PARQUE VEHICULAR - PIB

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Elasticidad	0,4973	1,1847	1,4798	1,1985	2,4153	0,5567
Coefficiente de correlación	0,964	0,967	0,880	0,994	0,937	0,983

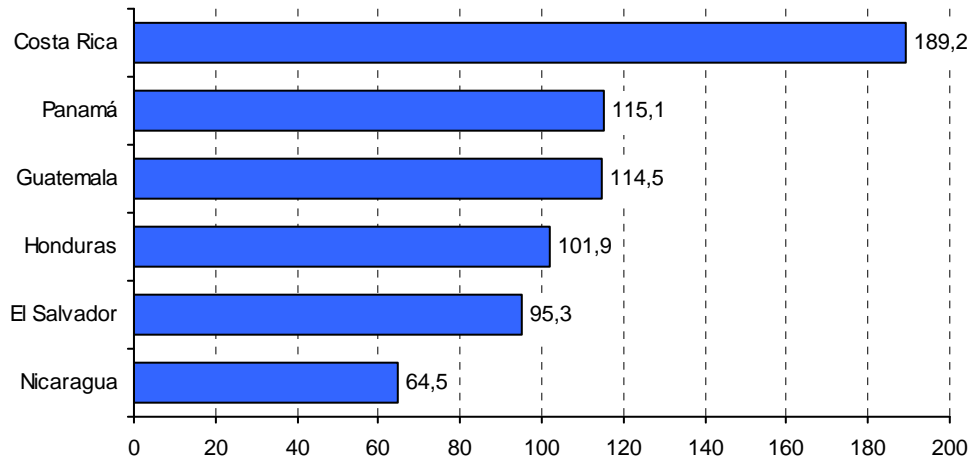
Fuente: Figueroa (2009).

En general se observa que los países con un alto PIB per cápita tienen un mayor parque automotor por habitante, siendo la excepción Panamá y El Salvador, posiblemente por una mayor asimetría en la distribución del ingreso (véase gráficos 2 y 17).

Las características anteriores presuponen que la evolución del parque automotor por habitante tenderá a crecer pero con elasticidades respecto al PIB cada vez menores a medida que el PIB per cápita (PIBpc) se aproxima a un valor de saturación. En un análisis de corte transversal realizado para la región centroamericana (Figueroa, 2009) se verifica que las elasticidades del parque automotor respecto al PIB efectivamente registran el comportamiento mencionado (véase gráfico 18).

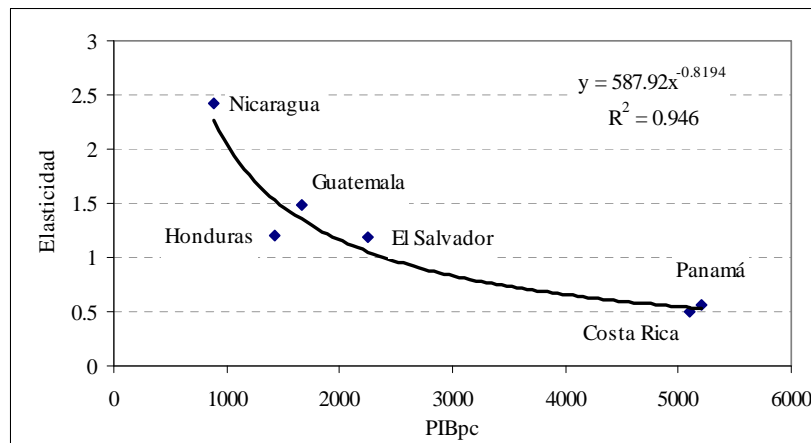
Los principales indicadores del parque automotor ponen en evidencia que en general hay una preferencia de los usuarios por los motores de ciclo Otto, usualmente llamados de gasolina, en vehículos particulares, taxis y en menor medida en camionetas de carga liviana que utilizan gasolinas súper y regular, una pequeña cantidad de de GLP y potencialmente una mezcla de gasolina con etanol llamada también gasolina E. En general, los camiones y autobuses cuentan con un motor diesel, los cuales utilizan comúnmente diesel oil o una mezcla con biodiesel denominada diesel B. Se tiene referencia de uso de biocombustibles en pequeña escala en algunos países pero la producción es principalmente exportada.

GRÁFICO 17
CENTROAMÉRICA: VEHÍCULOS POR MIL HABITANTES, 2007



Fuente: Figueroa (2009).

GRÁFICO 18
CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LA ELASTICIDAD DEL PARQUE VEHICULAR VS PIB PER CÁPITA



Fuente: Figueroa (2009).

En el cuadro 13 se presenta un resumen de indicadores del parque automotor de Centroamérica. El primer indicador se refiere al porcentaje de utilización de vehículos con motor Otto y diesel, como se mencionó anteriormente, los primeros son los más utilizados en todos los países con porcentajes que van de 60,4% en Nicaragua a 85,2% en Guatemala, en este sentido, los porcentajes de utilización de vehículos con motores diesel van de 14,8% a 39,6%. En segundo lugar se presentan los rendimientos promedios, este indicador refleja la edad del parque automotor de cada país. El tercer indicador presentado es el recorrido medio anual, a partir del cual se puede inferir la actividad promedio de los vehículos particulares y comerciales en cada país. En lo que respecta al consumo anual de combustible, el mayor consumidor es Guatemala con 15.231 kbep y el menor es Nicaragua con 3.754 kbep. Por último se presentan los consumos específicos, los países con mayores intensidades energéticas promedio de los

vehículos son Panamá y Costa Rica con 19 kbep/vehículo y 12,6 kbep/vehículo respectivamente, mientras que El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua presentan un consumo específico promedio en el rango de los 10 kbep/vehículo. Esos datos se han expresado en unidades equivalentes de energía en vista de que los rendimientos no son iguales para cada tipo de combustible.

CUADRO 13
CENTROAMÉRICA: INDICADORES POR TIPO DE MOTOR, RENDIMIENTOS,
RECORRIDO Y CONSUMO,²⁶ 2007

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Parque por tipo de motor (porcentajes)						
Motor Otto	79,6%	73,6%	85,2%	68,6%	60,4%	67,0%
Motor Diesel	20,4%	26,4%	14,8%	31,4%	39,6%	33,0%
Rendimiento promedio (km/galón)						
Motor Otto	29,3	28,7	32,2	34,3	35,4	33,0
Motor Diesel	34,6	30,1	35,8	36,6	39,1	46,0
Recorrido medio anual (km/vehículo)						
Motor Otto	9.938	11.233.	7.771	9.612	12.143	23.454
Motor Diesel	44.750	10.256.	56.684	30.483	25.150	18.252
Consumo anual de combustibles (kbep)						
Gasolina	4.850	3.057.	6.719	2.981	1.587	3.292
Diesel	5.257	3.630.	8.512	4.521	2.167	3.662
Total	10.108	6.687	15.231	7502	3.754	6.954
Consumo específico (kbep/vehículo)						
Gasolina	7,2	6,1	5,1	5,9	7,3	12,8
Diesel	30,5	20,4	37,3	19,6	15,2	28,9
Promedio	12,6	10,3	10,4	10,7	10,9	19,0

Fuente: Figueroa (2009).

4. Emisiones de bióxido de carbono asociado al uso de combustibles fósiles

En 2008 las emisiones mundiales de bióxido de carbono (CO₂) por el consumo de combustibles fósiles alcanzaron 31.577,8 millones de toneladas de CO₂.²⁷ Estados Unidos y China, son los principales emisores con 42% de las emisiones totales, le sigue la Federación Rusa, la India y el Japón 5,4%, 4,5% y 4,4% respectivamente, estos cinco países emiten 56,3% de las emisiones totales. La India incrementó sus emisiones de CO₂ 7% respecto 2007, China 6,4% y Estados Unidos las redujo 3,3%.

Las emisiones asociadas al uso de la energía en los países de Centroamérica no son representativas. Se estima que en 2008 representaron 0,16% del total de las emisiones mundiales. El sector transporte fue el principal emisor, con 56,7% de las emisiones totales de CO₂, seguido de la

²⁶ Los consumos de combustibles del parque automotor al 2007, se han obtenido de la relación: $C_{ijt} = P_{ijt} \cdot RE_{ijt} / R_{ijt}$; donde: C: consumo de combustibles (galones); P: parque automotor; RE: recorrido (km/vehículo); R: rendimiento (km/galón); i: indica el tipo de vehículo; j: indica el tipo de motor; y t: indica año de la observación. De esos datos, los rendimientos y recorridos del parque automotor se han simulado, a partir de los obtenidos por la Encuesta de Costa Rica del 2004 y de los rendimientos para vehículos nuevos de la CONAE de México.

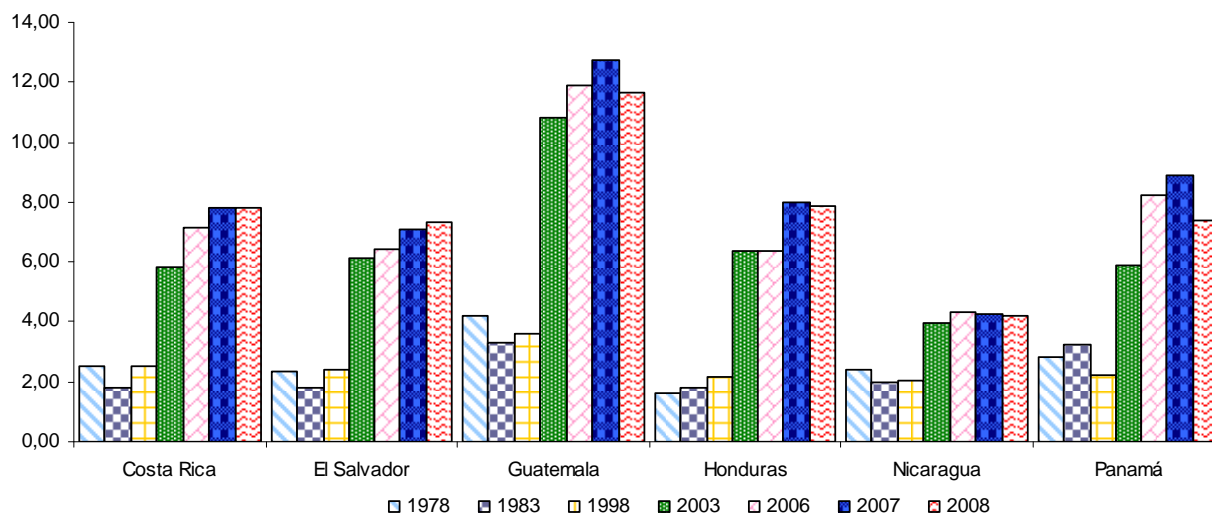
²⁷ Fuentes: BP Statistical Review 2009.

generación eléctrica 23,6%, el sector industrial 11,8%, el sector residencial 3,9%, la producción y consumo propio 0,5% y otros 3,5%.²⁸

En 2008, las emisiones de CO₂ por consumo final de hidrocarburos se concentraron en el diesel y las gasolinas, en conjunto representaron 77,1%, siendo las emisiones del diesel 1,5 veces superiores a las de las gasolinas, el kero/jet representó 7,8%, el gas licuado y el fuel oil 7,7% y 7,4% respectivamente. Con relación a las emisiones de CO₂ debido a la generación eléctrica, 78,3% fue por el consumo de fuel oil, 10,5% por consumo de diesel, las emisiones por el consumo de carbón representaron el 11,2% debido a la generación eléctrica a partir de ese combustible.

Por país en 2008 las mayores emisiones de CO₂ se registraron en Guatemala 25,2%, seguido de Honduras 17,0%, Costa Rica 16,9%, Panamá 16,0%, El Salvador 15,8% y Nicaragua 9,0%. De 2007 a 2008 el único incremento de emisiones de CO₂ se registró en El Salvador con 3,9%, en todos los demás países se observó una disminución de las emisiones de CO₂ destacando Panamá con 16,9%, seguido de Guatemala con 8,5%, Nicaragua con 2,6%, Honduras con 1,2% y Costa Rica 0,2%, debido principalmente a la disminución en el consumo de hidrocarburos ocasionado por la fuerte alza de los precios en el mercado internacional (véase el gráfico 19).

GRÁFICO 19
CENTROAMÉRICA: EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂, 1978-2008
(En millones de toneladas de CO₂)



Fuente: Informe de estadísticas energéticas de la OLADE (2007).

²⁸ Las emisiones de gases y partículas para los países de Centroamérica fueron obtenidas del informe de estadísticas energéticas 2007 de la OLADE.

RECUADRO 1 ASPECTOS SOBRE EMISIONES VEHICULARES

La calidad de los combustibles consumidos por los usuarios de los países centroamericanos esta determinada por las especificaciones derivadas de su regulación. Aunque existen algunas variantes de un país a otro, en general puede afirmarse que las regulaciones sobre la calidad de los combustibles vehiculares en toda la región son bastante homogéneas y corresponden a los combustibles de categoría 1 de acuerdo a la clasificación del Worlwide Fuel Charter (SICA, 2007).

Sobre las regulaciones existentes relacionadas a emisiones vehiculares, se puede mencionar lo siguiente (SICA, 2007):

Con excepción de Guatemala, todos los países centroamericanos cuentan con regulaciones para poner en funcionamiento un sistema de Inspección y Mantenimiento (I/M) de la flota vehicular en circulación para el control de sus emisiones contaminantes. Sin embargo, en la práctica solamente Costa Rica tiene un sistema I/M en funcionamiento. El Salvador, Nicaragua y Panamá lo aplican parcialmente, sólo a los vehículos usados importados, y en Honduras no está en aplicación. Además, esas regulaciones presentan varias deficiencias ya sea en la definición de los procedimientos de prueba de emisiones o en los límites aplicados. No obstante, constituyen una base para lograr una reducción inicial de las emisiones causadas por el mal mantenimiento mecánico de los vehículos en circulación que históricamente se ha visto en la región.

Actualmente, sólo El Salvador y Costa Rica tienen especificadas normas de homologación que garanticen una mejor calidad de las emisiones de los vehículos que se incorporan a la flota vehicular, y solamente las regulaciones de Costa Rica y Panamá establecen claramente la necesidad de mejorar la calidad de los combustibles, requisito previo para poder aprovechar los beneficios de introducir vehículos de tecnología más limpia. Por lo tanto, es importante cambiar el enfoque de las políticas de control de emisiones vehiculares en la región y orientarlas hacia una estrategia para la adecuada renovación de la flota vehicular que garantice la sustitución de vehículos más contaminantes de tecnología antigua por vehículos más limpios de tecnología más avanzada, sin que esto signifique restarle importancia a la implementación de los sistemas I/M, que son en realidad una parte complementaria de las regulaciones de homologación vehicular.

Un desafío pendiente en la región es la reducción de los niveles de azufre de los combustibles. Esto se traduciría de inmediato en un descenso de las emisiones de los vehículos actuales y sería un paso necesario para facilitar el uso de catalizadores mejorados, filtros y otras tecnologías que pueden eliminar la mayor parte de la contaminación provocada por los vehículos existentes que utilizan gasolina y diesel (PNUMA, 2007). El contenido de azufre en el diesel varía: en Costa Rica es 0,04% (con un máximo de 0,215%), en los otros países centroamericanos y que son del orden de 0,5% máximo.

Por último, en las regulaciones sobre emisiones vehiculares es notoria la ausencia de mecanismos de evaluación del impacto de su implementación y de su divulgación a la población. Tales mecanismos son importantes para poder cuantificar los beneficios del funcionamiento de los sistemas I/M y de las regulaciones a la importación de vehículos relacionadas a emisiones, para poder justificar ante la población los costos que estas regulaciones implican. Esto cobra aún más relevancia en los países centroamericanos debido a lo sensible que ha resultado para la población general y para sectores específicos como el transporte público, el tema de los costos económicos asociados no solo a la realización de las pruebas de emisiones, sino también al mantenimiento mecánico requerido para poder cumplir con las regulaciones o a la imposibilidad de importar ciertos tipos de vehículos que por su bajo costo económico son más atractivos en el mercado. Es recomendable por lo tanto que, siendo la flota vehicular la principal fuente emisora en cada país de la región, la aplicación de las medidas de control de emisiones formen parte de una estrategia integral de control de la contaminación atmosférica cuyo objetivo debe ser la reducción de las emisiones y la mejora en la calidad del aire en las zonas urbanas.

Fuente: Elaboración propia.

III. PROSPECTIVA Y LÍNEAS EVOLUTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO

Para elaborar la prospectiva a muy largo plazo (2100) y conformar la línea base se han tomado en cuenta los estudios y evaluaciones recientes elaboradas por la CEPAL y por las instituciones de la Integración Centroamericana, en particular la *Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020* (la Estrategia Energética) y los estudios de planificación indicativa que ha realizado el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

Los dos estudios referidos, conjuntamente con los resultados observados en los últimos años, sirvieron de base para la determinación de los escenarios de mediano plazo (hasta el 2020 o 2023), y de largo plazo (a partir del 2023 hasta 2100), las proyecciones del consumo de energía de los países se generaron a partir del modelo de planeación a largo plazo, LEAP por sus siglas en inglés (*Long Range Energy Alternatives Planning System*).

La prospectiva energética a largo plazo describe el panorama esperado durante el período 2007–2100, en donde el crecimiento demográfico y la actividad económica incidirán de manera directa en la expansión de la demanda de energía, especialmente hidrocarburos y electricidad, la innovación tecnológica, los compromisos ambientales internacionales, el cambio climático, la política energética de cada país, así como los objetivos de desarrollo del milenio marcarán de forma decisiva el rumbo del sector energético.

A. METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

La construcción de las líneas evolutivas se ha hecho para el período 2010–2100, considerando dos subperíodos. El primero, 2010–2020 (o 2023), cuenta con prospectivas energéticas nacionales y regional. En el caso del subsector eléctrico un organismo especializado de la integración regional (el Consejo de Electrificación de América Central, CEAC) evalúa periódicamente la planificación indicativa regional. En los otros subsectores, la CEPAL hizo recientemente un ejercicio prospectivo con el propósito de evaluar políticas energéticas coordinadas, lo cual permitió a los países aprobar la *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 (Estrategia 2020)*.²⁹

En el caso de Belice se han utilizado como referencia algunos estudios prospectivos realizados por la empresa eléctrica estatal. Debe observarse que, comparativamente con el resto de países de la región, el tamaño de la economía es de una escala marcadamente más pequeño. De igual forma lo es su sistema energético.

Para el segundo subperíodo (2023–2100) las líneas evolutivas se han construido en el contexto de los tres escenarios económicos discutidos y aprobados dentro del proyecto ECCCA.³⁰

²⁹ Véase Resolución 01–2007 de los Ministros o Responsables del Sector Energético de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), ciudad de Guatemala, 13 de noviembre de 2007.

³⁰ Estudio “Escenarios de Crecimiento Económico” del Proyecto “Economía del Cambio Climático en Centroamérica”, aprobado por el Comité Técnico Regional del proyecto “*La Economía de Cambio Climático en Centroamérica*” (ECCCA), en reunión efectuada el 30 de marzo, 2009, en la Sede del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), San Salvador). Es importante aclarar que los escenarios establecidos en el presente documento no representan un compromiso de meta de crecimiento de los países de la región. Representa un ejercicio de prospectiva para estimar el costo económico del cambio climático.

1. Metodología

En cada escenario económico, la conducción del sistema energético se basa en las tendencias de largo plazo del PIB, derivadas de la propia inercia de los sistemas económicos y cambios en su estructura sectorial. Para cada sector se han modelado funciones de demanda de energía a partir de las series históricas, los supuestos de la prospección energética de mediano plazo referido (2010–2020) y supuestos conservadores relacionados con mejoras tecnológicas (que se ha representado por una reducción de la intensidad energética) y la universalización del acceso de las energías modernas a toda la población. Por el lado de la oferta también se ha optado por una penetración realista de las FRE, que considera una mayor utilización de las FRE (de acuerdo con el potencial que reportan los países) y una diversificación de los combustibles fósiles (con mayor participación de carbón y gas natural). Para la modelación del suministro y balance energético se ha utilizado la herramienta LEAP.

Para cada uno de los países se ha construido una matriz energética, la cual registra los flujos de energía desde los sectores de consumo, pasando por los centros de transformación, hasta los centros de producción y/o importación y transporte de los energéticos. Se han considerado los ajustes respectivos derivados de las pérdidas, por ejemplo en la transmisión y transformación. También se evalúan las misiones de gases de efecto invernadero en los partes del proceso en donde son generadas. Todo ello es posible a partir de una modelación “*bottom-up*” de acuerdo a la filosofía de modelado del software LEAP.

La demanda de energía de modela por un sistema de ecuaciones que dependen de las variables conducentes (*drivers*) del sistema económico. Para este estudio la modelación de la demanda ha incluido los siguientes sectores de consumo: residencial (familias), comercial, industrial, transporte y otros. En el sector residencial se ha dividido el correspondiente a las viviendas urbanas y rurales, y cada uno de ellos a su vez se ha dividido en dos subgrupos (viviendas con electricidad y sin electricidad). Finalmente en cada uno de ellos se han realizada una modelación de los diferentes usos finales (iluminación, cocción de alimentos, refrigeración y otros, teniendo en cuenta los energético utilizados en cada aplicación), para lo cual se ha utilizado la información de los balances energéticos y los resultados de algunas encuestas de usos finales existentes en los países. Los *drivers* considerados para el sector residencial son las proyecciones de población (su evolución urbana/rural y el número de personas por vivienda), los supuestos de crecimiento de la electrificación rural (acordes con las metas de la *Estrategia 2020* y suponiendo que todos los países logran la meta del acceso universal a las energías modernas entre 2025 y 2050); los techos de proyección de la demanda de electricidad e hidrocarburos (hasta el 2023 de acuerdo al CEAC y la *Estrategia 2020*, y a partir de ese año se asume un escenario tendencial, movido por las proyecciones de población, del PIB y suponiendo una mejoras tecnológicas conservadoras que se representan por una reducción de las intensidades energéticas).

Los *drivers* considerados para los otros sectores (comercio, industria, transporte y otros) parten de las intensidades energéticas en los principales usos, manteniendo los dos supuestos referidos en los subperíodos 2009–2023 y 2023–2100.

Para el sector transporte se ha considerado un evaluación reciente, en el que la demanda de combustibles parte de la estimación del parque automotor total, estructura por tipo de vehículos, tecnología, rendimientos y recorridos medios, lo cual permiten calcular los consumos específicos (Figuroa, 2009).

2. Supuestos

a) Supuestos generales

Los supuestos o puntos de partida generales validos en todo el estudio corresponden a los tres escenarios macroeconómicos (alto, base y bajo), resultados de un estudio realizado por la CEPAL (Catalán, 2009) y aprobados por el Comité Técnico Regional del proyecto ECCCA. Dicho estudio ha producido las proyecciones de PIB para el período 2009–2100, para cada uno de los países y su desglose en los principales sectores de la economía.³¹

En cuanto a la población se han utilizado las proyecciones de CELADE, que consideran la evolución de la población hasta el año 2100, considerando la evolución urbana y rural. En promedio dicha proyección presenta un crecimiento anual de 0,6% durante el período 2007–2100 (con diferencias entre países que van de 0,2% en Costa Rica hasta 0,6% en Guatemala), lo que representa una evolución de 40,3 millones a 69,3 millones entre los años referidos (con un máximo de 72,3 millones en el año 2075, como consecuencia de decrecimientos de la población que se empiezan a experimentar a partir de la quinta década del presente siglo).³² De acuerdo con la evolución histórica reportada en censos y comparación con observaciones en países de mayor desarrollo, se han estimado las trayectorias para la evolución del número de personas por vivienda, que es un dato relevante al considerar la unidad habitacional como un *driver* del consumo energético residencial.³³

En cuanto a precios de los energéticos, para el período 2010–2023 se han considerado los supuestos utilizados en los dos estudios referidos (ambos basados en proyecciones de organismos internacionales de energía). A partir de 2023 se supone que se mantiene un escenario de precios relativos constantes.

b) Supuestos para el período 2010–2023

i) Las tasas de crecimiento de los consumos de cada uno de los derivados del petróleo corresponden a los utilizados en la *Estrategia 2020* (véase detalles en el recuadro 2). Los años 2007 y 2008 corresponden a los registros históricos.

ii) En el subsector eléctrico se ha utilizado la demanda de electricidad estimada por cada país, utilizada en el último estudio de planificación indicativa del CEAC (CEAC, 2008). Los combustibles utilizados en este sector corresponden a los utilizados en un despacho económico, bajo condiciones hidrológicas promedio y suponiendo un plan de equipamiento conservador en cuanto al desarrollo de las fuentes renovables de energía.³⁴

³¹ Para el período 2007–2100 el crecimiento promedio del PIB es el siguiente: 2,8% en el escenario bajo, 3,3% escenario base, y 4% en el escenario alto.

³² En términos de densidad, la subregión pasaría de 77 a 133 habitantes / km² en el período en referencia. En el año 2100 se observaría una densidad que va de 21 a 369 habitantes/km², en Belice y El Salvador, respectivamente.

³³ En el período 2007–2100 el número promedio de personas por vivienda en la región pasa de 4,4 a 2,9 en las zonas urbanas y de 5,6 a 3,7, en las zonas rurales.

³⁴ La producción de electricidad se ha estimado a partir de un desarrollo hidroeléctrico medio (y de otras fuentes renovables) congruente con el escenario “A” planteado por el CEAC, hasta el año 2023.

RECUADRO 2
ESTRATEGIA 2020 BASES PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLE

Dichas proyecciones fueron realizadas mediante distintos enfoques metodológicos, según las características de los factores determinantes en cada producto. Para las gasolinas y diesel, que en conjunto representan casi 73% del consumo final de derivados del petróleo de la región, se utilizaron modelos econométricos con dos variables explicativas, el Producto Interno Bruto (PIB) y el precio del combustible (gasolina o diesel, según el caso), ambas expresadas en dólares constantes. En cada país los precios fueron construidos suponiendo un suministro eficiente (márgenes razonables en la cadena de comercialización) y considerando las estructuras de precios vigentes (impuestos, aranceles). En el caso de los subsidios, cuando existen, se supuso que estos se ajustan gradualmente hasta desaparecer en 2020 (lo que no contradice que los países continúen con otras formas más eficientes para ayudar a la población de menores ingresos). Los precios internacionales de los combustibles son acordes con las proyecciones oficiales de varios organismos internacionales especializados, vigentes cuando se realizaba la *Estrategia 2020* y consideraban crecimiento sostenido convergiendo a 60 dólares en 2030 (precios a 2004). Es conveniente observar que el choque petrolero de 2007–2008 (cuando los precios rebasaron la barrera de los 100 dólares por barril y se acercaron en algún momento a 150 dólares), mostró una ligera contracción de la demanda, hecho que también debe analizarse a la luz de la recesión económica que se presentó a partir de 2008 (los altos precios del petróleo y de otros *commodities* se asocian como una de las causas de la recesión que sufrieron muchos países, especialmente desarrollados). En el caso centroamericano, los altos precios del petróleo coincidieron con buenos precios de productos de exportación de dichos países (agrícolas principalmente, minería y petróleo en menor medida). Por otra parte, la reacción de estos países (vía subsidios directos al consumo de energéticos o indirectos al transporte) también influyó en la reacción de los consumidores. De esa cuenta se tienen resultados que llegan a ser paradójicos, por ejemplo, la observación de mayores crecimientos en el consumo de hidrocarburos en los países de menor ingreso per cápita (CEPAL, 2009).

Fuente: Elaboración propia.

iii) Las demandas sectoriales fueron construidas a partir de un modelo que va de “lo particular a lo general” (bottom–up, de acuerdo a la filosofía del LEAP), teniendo en cuenta las restricciones de los balances de energía, los registros históricos 2007 y 2008 y los supuestos explicados en numerales “i” y “ii” anteriores. Se consideran tasas de electrificación y reducción del consumo de leña acordes con lo señalado en la *Estrategia 2020*.

iv) En el caso de Belice se construyó un modelo bottom–up siguiendo los criterios anteriores, considerando tasas de crecimiento del consumo de derivados del petróleo congruentes con las observadas en países de la subregión de desarrollo similar y la información existente sobre nuevos emprendimientos de producción eléctrica (incluyendo las importaciones a través de la interconexión eléctrica con México).

c) Período 2024–2100

Para cada país se extiende el modelo *bottom–up* siguiendo criterios conservadores de mejora tecnológica (reducción de la intensidad energética), desarrollo de las fuentes renovables de energía y penetración de nuevos combustibles para producción de electricidad (mayor tasa de penetración del gas natural en países de mayor ingreso y viceversa, el carbón tiene mayor penetración en países de menor ingreso, tendencia que puede observarse en la actualidad).³⁵

³⁵ Tendencia que es el resultado de un menor precio de la caloría útil del carbón (comparada con la del fuel oil y la del gas natural) y la no existencia de impuestos a las emisiones (carbón taxes). Desde el punto de vista de reservas, las del carbón son sustancialmente mayores que las del petróleo y del gas natural.

En el período 2024–2100 los países continuarán desarrollando sus recursos renovables, llegando al 2100 a desarrollar alrededor del 50% de su potencial hidroeléctrico y el 90% del potencial geotérmico (de acuerdo a las cifras oficiales de cada país). En energía eólica también se ha tomado una posición conservadora, pero congruente con las tendencias e interés actual por el desarrollo de esa tecnología. Por otra Parte, no han sido considerados en el escenario base de planeación la energía solar ni los biocombustibles.

En todos los casos se ha supuesto una reducción de la intensidad energética, resultado de mejoras en los procesos, introducción de nuevas tecnologías y en respuesta de la demanda ante precios crecientes de los hidrocarburos. Esta reducción fue estimada en forma conservadora, teniendo presente la historia reciente del consumo de derivados del petróleo y las elasticidades observadas en el período 1980–2006, se manifiesta, especialmente después del 2020, congruente con el proceso de urbanización que se viene dando, con una mayor utilización de energéticos modernos y la consecuente sustitución de la leña.

El consumo de leña en las familias se reduce (a partir de 2040 solamente permanece en las comunidades rurales), como resultado la penetración de las energías modernas y de la tendencia hacia la urbanización. En todos los países alcanzan el acceso universal a la electricidad, en forma escalonada, a partir de 2040. Persisten diferencia de consumo asociadas al ingreso (es decir, países de menor ingreso consumirán menos energía y el consumo guardará congruencia con cada escenario macroeconómico). Todas estas consideraciones son congruentes con un supuesto de precios relativos constantes a partir de 2023.

B. RESULTADOS

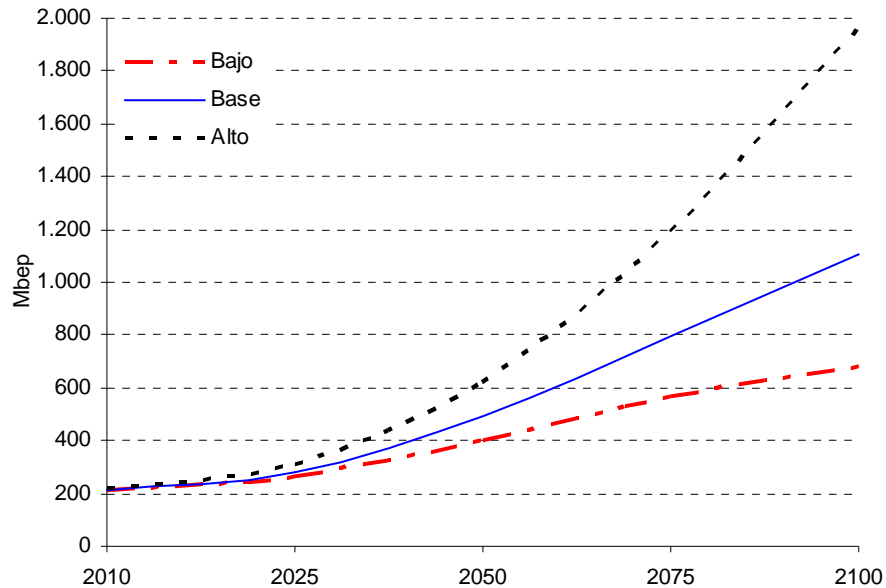
El cuadro 14 muestra un resumen, para los tres escenarios analizados, de las tasas de crecimientos promedio anuales del PIB y del consumo de energía en la subregión. El gráfico 20 muestra las líneas evolutivas del consumo de energía en la subregión, lo cual incluye a los siete países y a todas las fuentes de energía.

CUADRO 14
CENTROAMÉRICA Y BELICE: TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB Y DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN LOS TRES ESCENARIOS, 2010-2100
(En porcentajes)

	2010–2025	2025–2050	2050–2075	2075–2100	2010–2100
Crecimiento promedio del PIB (%)					
Bajo	2,6	2,7	2,6	2,5	2,6
Base	3,2	3,3	3,3	3,2	3,2
Alto	4,0	4,0	3,9	3,8	3,9
Crecimiento promedio del consumo de energía (%)					
Bajo	1,4	1,7	1,4	0,7	1,3
Base	1,8	2,2	2,0	1,3	1,8
Alto	2,3	2,8	2,6	2,0	2,5

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

GRÁFICO 20
CENTROAMÉRICA Y BELICE: LÍNEAS EVOLUTIVAS
DE LA DEMANDA DE ENERGÍA, 2010-2100
(En millones de barriles equivalentes de petróleo)



Fuente: Estimaciones CEPAL sobre la base del modelo LEAP.

En el período analizado, para el escenario bajo la demanda de energía se triplica, en tanto que en el escenario base se quintuplica y el alto se multiplica por 10. La comparación en valores per cápita muestra crecimientos menores: el consumo energético per cápita se duplica, triplica y quintuplica respectivamente en los tres escenarios en referencia (en tanto el PIB per cápita se ha multiplicado por seis, once y veinte veces respectivamente). El menor ritmo de crecimiento del consumo energético en comparación con el PIB es el resultado de una reducción en los consumos de leña, una mayor utilización de energías modernas y mejoras tecnológicas que reducen la intensidad energética en todos los sectores de consumo (de acuerdo con los supuestos ya explicados). El cuadro 15 resume esos indicadores, incluyendo la evolución de la intensidad energética, que se reduce en la misma proporción en los tres escenarios.

CUADRO 15
CENTROAMÉRICA Y BELICE: CONSUMO DE ENERGÍA E INDICADORES BÁSICOS EN
LOS TRES ESCENARIOS, 2010-2100

(En millones de barriles equivalentes de petróleo, Mbep)

	2010	2025	2050	2075	2100
Consumo de energía (Mbep/año) a/					
Bajo	212,2	262,3	440,4	564,5	678,1
Base	215,0	282,8	489,3	794,6	1.103,0
Alto	218,4	309,2	620,6	1.191,6	1.964,3
PIB per cápita (dólares/habitante) b/					
Bajo	2.361	2.747	4.227	7.513	14.864
Base	2.429	3.106	5.564	11.513	26.487
Alto	2.500	3.544	7.456	18.137	49.115
Consumo de energía per cápita (bep/hab año)					
Bajo	5,0	4,9	5,9	7,7	9,8
Base	5,1	5,3	7,2	10,9	15,9
Alto	5,1	5,8	9,1	16,3	28,4
Intensidad energética (barriles equivalentes de petróleo bep/miles de dólares PIB)					
Los tres escenarios	2,1	1,8	1,4	1,0	0,7

a/ El consumo final de energía incluye las también los energéticos tradicionales.

b/ Los datos del PIB se han referido a dólares constantes de 2000.

Los resultados anteriores guardan congruencia con los escenarios macroeconómicos considerados y con los supuestos anteriormente explicados. Sin embargo es importante aclarar que en un ejercicio de tan largo plazo como el actual (que implica una prospección de 90 años) la incertidumbre de una proyección incrementa. De igual forma, al analizar las proyecciones a niveles sectoriales la incertidumbre también aumenta.

Es interesante comparar los resultados de este estudio con otros realizados en Latinoamérica. El estudio de cambio climático de México (Galindo, 2009) muestra que en el escenario base (con crecimiento del PIB de 3,5% y precios relativos e intensidades constantes), el crecimiento esperado en el consumo de energía en el período 2008–2100 es de 2,4%, el cual baja a 1,8% bajo la hipótesis de un deslizamiento mayor de los precios de los energéticos (que crecen a un ritmo 3% más alto que el resto de precios). Dichos resultados del crecimiento del consumo de energía son del mismo orden de magnitud que los encontrados en este estudio.

A continuación se resumen los aspectos relevantes de cada línea evolutiva para la subregión. En el Anexo I se presentan cuadros explicativos con mayor detalle de los resultados de cada escenario.

1. Escenario base

a) Crecimientos de la demanda de energía

En el escenario de línea base se considera un crecimiento del PIB de la subregión de 3,2% anual durante el período 2010–2100. El cuadro 16 muestra un resumen por subperíodos, de las tasas anuales de crecimiento del PIB y del consumo de energía, en la subregión y en cada país. A nivel de países el crecimiento del PIB está en el rango de 3,1% a 3,6%. El crecimiento de la demanda de energía está en el rango de 1,4% a 2,6%.

CUADRO 16
CENTROAMÉRICA Y BELICE: TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB
Y LA DEMANDA DE ENERGÍA, ESCENARIO BASE, 2010-2100
(En porcentajes)

	2010–2025	2025–2050	2050–2075	2075–2100	2010–2100
PIB (%)					
Centroamérica	3,2	3,3	3,3	3,2	3,2
Costa Rica	3,2	3,2	3,1	3,0	3,1
El Salvador	3,4	3,3	3,2	3,0	3,2
Guatemala	3,3	3,2	3,1	3,0	3,2
Honduras	3,3	3,1	3,1	3,1	3,1
Nicaragua	2,2	3,3	3,3	3,2	3,1
Panamá	3,2	3,8	3,7	3,6	3,6
Belice	3,8	3,6	3,5	3,4	3,6
Demanda de energía (%)					
Centroamérica	2,5	2,3	2,0	1,4	2,0
Costa Rica	2,8	2,5	2,1	1,3	2,1
El Salvador	1,6	2,4	2,0	1,2	1,8
Guatemala	0,5	1,8	1,7	1,1	1,4
Honduras	2,7	2,0	1,7	1,1	1,8
Nicaragua	1,6	2,1	2,0	1,3	1,8
Panamá	3,2	2,9	2,6	1,8	2,5
Belice	4,9	2,5	2,3	1,7	2,6

Fuente: Estadísticas CEPAL, estimaciones sobre la base de cifras oficiales.

b) Demanda de energía (total, sectorial y por países), escenario base

El cuadro 17 muestra la evolución de la demanda de energía en el período 2010–2100, la participación de los países, la desagregación en los principales sectores de consumo, la participación de los combustibles fósiles y su desagregación por sectores, y la participación de las fuentes renovables. La demanda total de energía en 2100 se espera sea 1.103 Mbep, el sector transporte absorberá 47,9% del total, el sector industrial 29,8%, el sector residencial 11,1%, el sector comercial 10% y otros sectores (agropecuario, alumbrado público, etc.) 1,2%. De la demanda total de energía, 934,2 Mbep corresponderá a hidrocarburos, de éstos 21,8% serán utilizados para la generación eléctrica. A nivel de los países el orden de participación se mantiene, aumenta ligeramente la participación de los países con mayor PIB per cápita, pero no en la proporción en la cual estos países han incrementado su PIB. Lo anterior obedece a la menor intensidad energética de estos países.

CUADRO 17
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA, PARTICIPACIÓN POR
PAÍSES, SECTORES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y FUENTES RENOVABLES
ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2010-2100

(En millones de barriles equivalentes de petróleo)

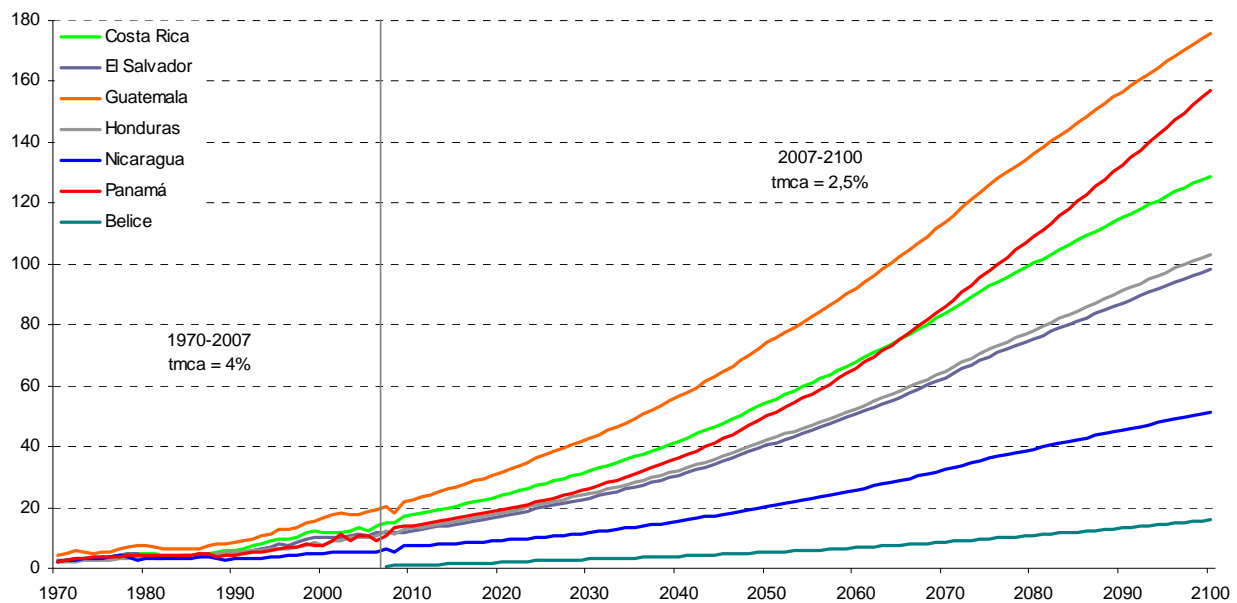
	2010	2025	2050	2075	2100
Total (Mbep)	215,0	282,8	489,3	794,6	1.103,0
En porcentajes (%)					
Costa Rica	13,7	15,8	17,1	17,5	17,4
El Salvador	13,3	13,0	13,4	13,6	13,3
Guatemala	35,2	28,9	26,1	24,4	23,1
Honduras	16,8	19,0	17,9	16,6	15,9
Nicaragua	9,7	9,3	9,1	9,1	9,1
Panamá	10,4	12,6	14,8	17,1	19,4
Belice	0,9	1,4	1,5	1,6	1,8
Demanda sectorial (%)					
Transporte	28,9	35,4	41,8	45,8	47,9
Industria	17,4	22,0	25,9	28,3	29,8
Residencial	47,0	34,6	22,8	15,3	11,1
Comercial	5,8	7,0	8,5	9,4	10,0
Otros	0,9	1,0	1,1	1,1	1,2
Demanda de hidrocarburos y otros combustibles fósiles					
En porcentaje de demanda					
Total %	50,4	59,9	72,5	79,5	84,7
En Mbep	108,4	169,3	354,6	631,5	934,1
Demanda sectorial (%)					
Residencial	4,4	4,1	2,9	1,8	1,2
Industrial	16,1	17,5	17,1	17,1	17,0
Comercial	2,5	2,4	2,5	2,6	2,5
Transporte	57,3	59,1	57,6	57,5	56,5
Agropecuario	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Eléctrico	18,8	16,0	19,0	20,1	21,8
Demanda final de otros energéticos (biomasa y otras fuentes renovables)					
Porcentajes (%)	49,6	40,1	27,5	20,5	15,3

Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales y resultados de la modelación con LEAP.

c) Demanda de hidrocarburos, escenario base

En 2100 el consumo de hidrocarburos llegará a 934,1 Mbep. El mayor consumo de hidrocarburos se concentrará en tres países (Guatemala, Panamá y Costa Rica) que en conjunto demandarán 604,1 Mbep (64,7% del mercado de hidrocarburos). El Salvador, Honduras, Nicaragua y Belice demandarán 330 Mbep (35,3%). Las tasas promedio anuales de crecimiento de la demanda de hidrocarburos son de 3,6% para Belice, 2,9% para Panamá, 2,6% para Costa Rica, 2,4% para El Salvador y Guatemala, 2,2% para Honduras, y 2% para Nicaragua.

GRÁFICO 21
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE HIDROCARBUROS POR PAÍS,
ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 1970-2100
(En millones de barriles equivalentes de petróleo)



Fuente: Cifras oficiales de los países, estadísticas de las bases de datos de CEPAL y estimaciones a partir de la modelación con LEAP.

d) Otros aspectos a considerar para construir un escenario *business as usual* para el consumo de combustibles en el transporte en los países centroamericanos

Considerando la importancia del transporte en el consumo de derivados del petróleo, es interesante hacer algunas inferencias sobre las implicaciones de largo plazo en caso de mantenerse los patrones de crecimiento del consumo de combustibles observados durante la última década.

En una prospectiva realizada a 2050 (Roldán, 2010) bajo un escenario *business as usual*, se estima que de mantenerse constantes las tasas de crecimiento del consumo de derivados del petróleo (sin considerar la generación térmica) observadas en el periodo 1998-2007,³⁶ la región centroamericana quintuplicará el uso de estos combustibles respecto al año 2008. Los países que en el año 2050 tendrían el

³⁶ No se incluye el año 2008 por considerarse atípico para la mayoría de los países de la región.

mayor consumo per cápita serían Belice, Panamá, Honduras y Costa Rica, en donde cada habitante estaría consumiendo incluso más petróleo que el consumido actualmente por un ciudadano alemán.

En tanto no se tomen medidas para modernizar el sector transporte, esta tendencia contradice los lineamientos establecidos por las autoridades centroamericanas relacionadas con promover estrategias que reduzcan la emisión de GEI. y por tanto la contribución de la región al cambio climático.

El incremento en el consumo de derivados del petróleo a 2050 indica que la baja densidad de población de la mayoría de países de la región podría impulsar un esquema de desarrollo intensivo en el uso de hidrocarburos, lo que irremediablemente traería como consecuencia negativa un incremento sustancial en las emisiones de GEI., Para evitar esta situación, se deben definir estrategias que permitan contrarrestar la tendencia alcista del consumo de hidrocarburos, poniendo especial énfasis en el sector transporte puesto que es el principal consumidor de dichos combustibles.

e) **Subsector eléctrico, escenario base**

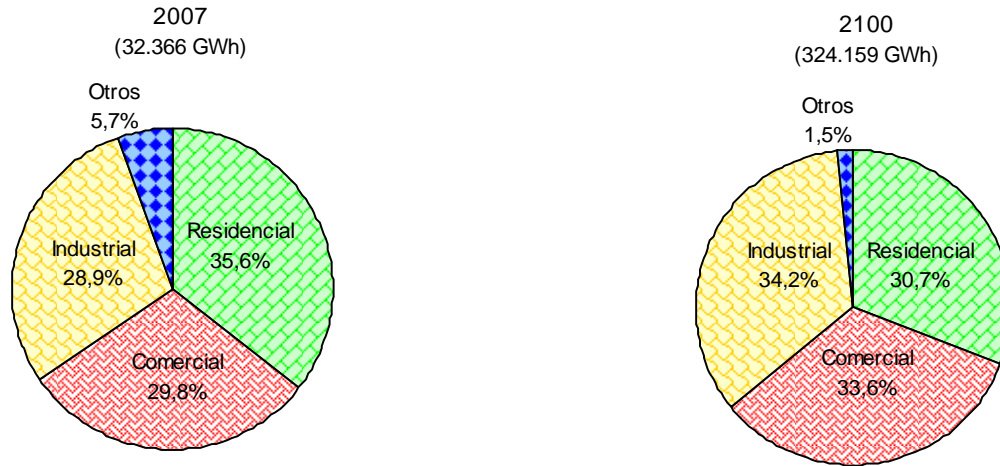
i) Demanda de electricidad. La demanda regional de energía eléctrica crecerá a una tasa de 2,5%, pasando de 32.366 GWh de 2007 a 324.159 GWh en 2100. La producción de energía eléctrica a base de fuentes renovables será desplazada por los combustibles fósiles, predominará la generación eléctrica a base de gas natural con la tecnología de los ciclos combinados y el carbón para las centrales carboeléctricas. Se espera que la generación eléctrica alcance 350.493 GWh, el 36,5% de dicha energía provendrá de fuentes renovables, 40,8% de gas natural y derivados del petróleo y 22,7% de carbón. Se estima que el consumo de energía producirá durante el período de estudio 19.130,6 millones de toneladas equivalentes de CO₂ (Mton), ³⁷ el sector transporte será el principal contribuyente 46,6%, seguido del sector industrial 25,8%, subsector eléctrico 21,2%, sector residencial 3,3%, sector comercial 2,4% y sector agropecuario 0,7%.

La oferta de energía eléctrica estará orientada principalmente para satisfacer la demanda de los sectores industrial, comercial y residencial. Al final del período la estructura del mercado será diferente a la estructura actual, ya que el sector residencial principal consumidor de energía eléctrica pasará al tercer sitio, al ser reemplazado por el sector industrial y por el sector comercial, sectores que incrementarán su participación en el mercado 5,3% y 3,8% respectivamente (véanse el gráfico 22 y el cuadro 18).

Durante el período 2007–2100, el mayor consumo se presentará en Guatemala, Panamá y Costa Rica, tendencia que difiere respecto lo registrado en el pasado, ya que históricamente Costa Rica ha sido el principal consumidor de energía eléctrica, país que será reemplazado por Guatemala al inicio del período de análisis, a mediados del período será reemplazado por Honduras y hacia el final del período por Panamá para ubicarse en el cuarto sitio al 2100 (véase el gráfico 23).

³⁷ Millones de toneladas.

GRÁFICO 22
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR,
ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2007 Y 2100
(En GWh)



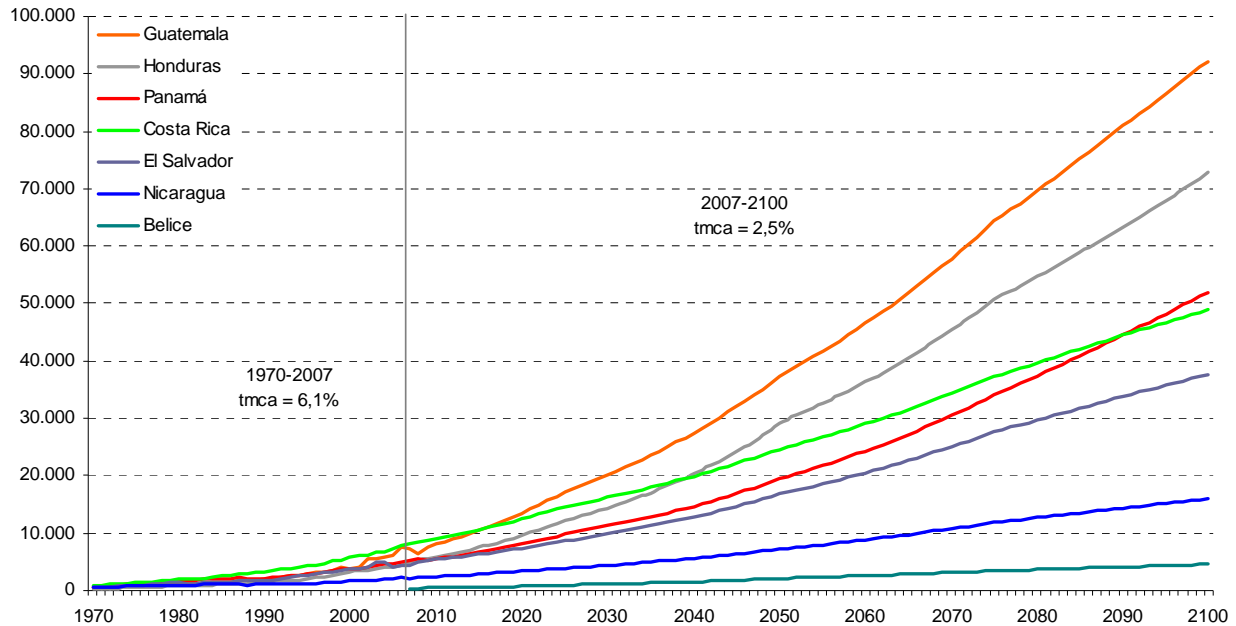
Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico, estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales y modelo LEAP.

CUADRO 18
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR,
ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2100
(En GWh)

	Total	Centro- américa	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
	324.159	319.563	48.880	37.662	92.235	72.838	15.981	51.967	4.596
Residencial	99.539	97.042	7.932	5.417	24.077	45462	3.921	10.233	2.497
Comercial	108.911	107.546	20.810	10.311	25.355	9.837	5.512	35.721	1.365
Industrial	110.717	110.003	18.961	21.797	42.387	15158	5.947	5.753	714
Otros	4.992	4.972	1.177	137	416	2.381	601	260	20

Fuente: Estimaciones CEPAL sobre la base del modelo LEAP.

GRÁFICO 23
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR PAÍS,
ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 1970-2100
(En GWh)



Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico, estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales y modelo LEAP (Nota: TMCA, tasa media de crecimiento anual).

La tendencia en Nicaragua y El Salvador será muy similar a lo registrado históricamente. Al 2100, Guatemala se ubicará en la primera posición del mercado eléctrico, su demanda será 36,6% superior a la de Honduras, país que ocupará el segundo sitio, 77,5% superior a la de Panamá y 88,7% superior a la de Costa Rica (véase el cuadro 19).

CUADRO 19
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ELECTRICIDAD
POR PAÍS, ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2010-2100
(En GWh)

	2010	2025	2050	2075	2100
Total	36.754	67.574	136.703	229.445	324.159
Centroamérica	36.289	66.598	134.580	225.980	319.563
Costa Rica	9.102	14.658	24.622	37.274	48.880
El Salvador	5.420	8.659	16.794	27.633	37.662
Guatemala	8.097	17.261	37.311	64.307	92.235
Honduras	5.788	12.275	29.186	50.738	72.838
Nicaragua	2.404	3.896	7.215	11.896	15.981
Panamá	5.478	9.849	19.452	34.132	51.967
Belice	465	976	2.123	3.465	4.596

Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico, estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales y modelo LEAP.

La demanda de electricidad en Costa Rica crecerá a una tmca de 1,9 muy por debajo del promedio regional. En los demás países se estima el siguiente crecimiento de la demanda de electricidad: El Salvador 2,2%, Guatemala 2,7%, Honduras 2,8%, Nicaragua 2,1%, Panamá 2,5% y Belice, 2,6%.

ii) Oferta de electricidad, escenario de línea base. La oferta total de energía eléctrica en la subregión será 350.863 GWh, de los cuales 374 GWh serán importados por Belice de países no incluidos en la subregión. La generación eléctrica será 350.489 GWh (véase el cuadro 20). El país con mayor disponibilidad de energía eléctrica será Guatemala 29,7%, seguido de Honduras 20,9%, Panamá 16,8%, Costa Rica 15,2%, El Salvador 11%, Nicaragua 5,2% y Belice 1,3%.

CUADRO 20
CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PAÍS,
ESCENARIO DE LÍNEA BASE, 2100

(En miles de GWh)

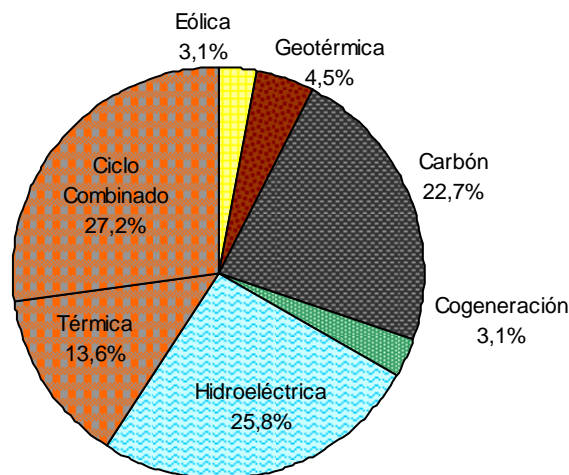
	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Gas	CC	Carbón	Cogener	Eólica
Total	350,5	90,3	15,9	12,8	28,5	6,4	95,3	79,4	11,0	10,8
Centroamérica	346,3	88,2	15,9	11,4	28,5	6,4	95,3	79,4	10,7	10,5
Costa Rica	53,3	15,2	2,2	0,7	2,4	1,7	26,5		0,1	4,4
El Salvador	38,5	6,4	2,8	1,0	2,2	0,6	13,4	5,2	6,1	0,9
Guatemala	104,2	12,7	5,2	6,8	15,8	1,5		57,3	3,7	1,3
Honduras	73,4	38,1	0,5	0,7	4,6	0,9	13,0	13,8	0,4	1,3
Nicaragua	18,1	4,1	5,3	1,0	0,7	0,2	3,6	1,6	0,4	1,3
Panamá	58,8	11,7		1,1	2,9	1,4	38,8	1,6		1,3
Belice	4,2	2,2		1,4					0,3	0,3

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base del modelo LEAP.

Nota: Vapor representa las termoeléctricas convencionales que funcionan con *fuel oil*, al igual que los grupos electrógenos ciclo diesel. Los ciclos combinados (CC) operan con gas natural, las turbinas de gas (Gas) con diesel y la cogeneración con residuos biomásicos.

La generación eléctrica a base de fuentes renovables será superada por los combustibles fósiles, se espera que al final del período 222.469 GWh sean generados con combustibles fósiles, esto corresponde a 63,5% de la generación regional. Los ciclos combinados a base de gas natural y las carboeléctricas tendrán una participarán de 27,2% y 22,7% respectivamente, por consiguiente disminuirá la generación con diesel y fuel oil (véase el gráfico 24).

GRÁFICO 24
CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIO BASE, 2100
(350.489 GWh)



Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base del modelo LEAP.

f) Emisiones de bióxido de carbono en la actividad energética, escenario base

En el escenario de línea base se estima que de 2007 a 2100 se emitan en total 19.130,6 Mton de CO₂ equivalente. Los sectores transporte, industrial y subsector eléctrico emitirán durante el período de estudio 17.911,5 Mton, que corresponde al 93,6%. El sector transporte principal contribuyente, incrementará su participación 177,1 Mton adicionales a lo registrado en 2007, para alcanzar un valor de 198,9 Mton en 2100, tendrá una participación de 46,4%. En segundo lugar se encontrará el sector industrial con 112,2 Mton, es decir 100,8 Mton adicionales a las emisiones de 2007, con una contribución de 26,1%. En tercer sitio se ubicará el subsector eléctrico con 98 Mton, es decir un incremento de 88,1 Mton adicionales, una contribución en 2100 de 22,9%. El sector comercial emitirá un total de 10,6 Mton lo que corresponde a un incremento de 9,4 Mton y una contribución de 2,5%. El sector residencial contribuirá con 5,3 Mton, es decir 2 Mton adicionales y una contribución de 1,2%. El sector agropecuario participará con 0,9%, con 3,9 Mton, lo cual corresponde a 0,9 Mton adicionales a las emisiones de 2007.

Por país, en el año 2100, el principal emisor será Guatemala con 92,9 Mton que equivale al 21,7%, seguido de Costa Rica 81,9 Mton (19,1%), Honduras 80,9 Mton (18,9%), Panamá 77,7 Mton (18,1%), El Salvador 55,6 Mton (13%), Nicaragua 33,4 Mton (7,8%) y Belice 6,5 Mton (1,5%).

2. Escenario de crecimiento económico alto

a) Crecimientos de la demanda de energía

En este escenario se espera un crecimiento promedio regional del PIB de 3,9% durante el período 2010–2100. Por países la tasa de crecimiento oscilará entre 3,8% y 4,3%. Honduras, Panamá y Belice tendrán las mayores tasas (entre 4,1% y 4,3%), en tanto que los otros países presentarán crecimientos en el rango de 3,7% y 3,8% (véase el cuadro 21). El consumo total de energía se espera se incremente a tasa

promedio anual de 2,6%. Con respecto a ese promedio, Belice y Panamá presentan tasas superiores; Costa Rica, Honduras y El Salvador tienen tasas del orden al promedio referido, en tanto que Guatemala y Nicaragua muestran tasas inferiores.

CUADRO 21
CENTROAMÉRICA Y BELICE: TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB Y LA DEMANDA DE
ENERGÍA, ESCENARIO ALTO, 2010-2100
(En porcentajes)

	2010–2025	2025–2050	2050–2075	2075–2100	2010–2100
Promedio	4,0	4,0	3,9	3,8	3,9
Costa Rica	3,9	3,8	3,7	3,6	3,7
El Salvador	4,1	3,9	3,8	3,7	3,8
Guatemala	3,9	3,8	3,7	3,6	3,8
Honduras	4,6	4,1	4,1	4,1	4,2
Nicaragua	2,7	4,1	4,1	3,9	3,8
Panamá	3,8	4,5	4,4	4,2	4,3
Belice	4,4	4,1	4,0	3,9	4,1
Demanda de energía (%)					
Promedio	2,3	2,8	2,6	2,0	2,5
Costa Rica	3,4	3,2	2,7	1,9	2,5
El Salvador	2,2	3,0	2,6	1,9	2,2
Guatemala	0,9	2,3	2,3	1,7	1,7
Honduras	3,3	2,7	2,5	2,1	2,3
Nicaragua	2,0	2,8	2,8	2,1	2,2
Panamá	3,6	3,5	3,2	2,5	2,8
Belice	5,4	2,9	2,7	2,2	2,8

Fuente: Estimaciones de CEPAL (resultados de la modelación con el LEAP).

b) Demanda de energía (total, sectorial y por países), escenario alto

El cuadro 22 muestra la evolución de la demanda de energía en el período 2010–2100, la participación de los países, la desagregación en los principales sectores de consumo, la participación de los combustibles fósiles y su desagregación por sectores, y la participación de las fuentes renovables. La demanda total de energía en 2100 se espera sea 1.964,3 Mbep, el sector transporte absorberá 44,6% del total, el sector industrial 27,4%, el sector comercial 8,9%, el sector residencial 18% y otros (agropecuario, alumbrado público, etc.) 1,1%. Al final del período Guatemala absorberá 24,8% de la demanda total de energía, seguido de Honduras 18,7%, Costa Rica 17,8%, Panamá 14,7%, El Salvador 13,6%, Nicaragua 9% y Belice 1,4%.

CUADRO 22
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA, PARTICIPACIÓN POR
PAÍSES, SECTORES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y FUENTES RENOVABLES
ESCENARIO ALTO, 2010-2100

(En millones de barriles equivalentes de petróleo)

	2010	2025	2050	2075	2100
Total (Mbep)	218,4	309,2	620,6	1.191,6	1.964,3
<i>En porcentajes</i>					
Costa Rica	15,0	15,3	13,9	16,3	17,8
El Salvador	13,6	11,7	13,5	13,2	13,6
Guatemala	29,2	35,2	34,9	28,2	24,8
Honduras	15,2	14,8	16,9	19,4	18,7
Nicaragua	12,1	11,0	9,6	9,1	9,0
Panamá	14,0	11,1	10,3	12,5	14,7
Belice	0,9	0,9	0,9	1,4	1,4
Demanda sectorial (%)					
Transporte	30,2	29,1	29,3	37,2	44,6
Industria	18,7	17,3	17,6	22,9	27,4
Residencial	39,7	45,0	46,3	31,6	18,0
Comercial	6,1	6,5	5,9	7,3	8,9
Otros	5,2	2,1	0,9	1,0	1,1
Demanda de hidrocarburos y otros combustibles fósiles					
En porcentaje de demanda					
Total (%)	50,7	62,2	75,8	83,0	86,4
En Mbep	110,8	192,2	470,5	988,5	1.696,7
Demanda sectorial (%)					
Residencial	4,3	3,6	2,2	1,1	0,7
Industrial	16,2	17,5	17,4	17,5	17,8
Comercial	2,4	2,4	2,4	2,6	2,6
Transporte	57,8	59,7	58,7	58,5	58,4
Agropecuario	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Eléctrico	18,3	15,8	18,4	19,5	19,6
Demanda final de otros energéticos (biomasa y otras fuentes renovables)					
Porcentajes (%)	49,3	37,8	24,2	17,0	13,6

Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales y modelo LEAP.

De la demanda total de energía, 1.696,7 Mbep corresponderá a hidrocarburos, de los cuales 80,4% serán para el consumo final, el subsector eléctrico absorberá 19,6%, el sector transporte 58,5%, el sector industrial 17,8%, el sector comercial 2,6%, el sector residencial 0,7% y otros 0,9%.

c) Subsector hidrocarburos, escenario alto

La demanda regional de hidrocarburos durante el período 2010–2100 crecerá a una tasa de crecimiento anual de 3,1%. Al final del período la demanda de hidrocarburos será 1.696,7 Mbep, es decir más de 15 veces la demanda presentada al inicio del período (2009). Por países la demanda de hidrocarburos muestra los siguientes crecimientos: 3,8% en Belice; 3,5% en Panamá; 3,2% en Costa Rica y Honduras; 3% en El Salvador; 2,9% en Guatemala, y 2,6% en Nicaragua.

Los sectores industrial, comercial, transporte y agropecuario incrementarán su participación en el mercado de hidrocarburos, el mayor incremento se presentará en el sector transporte que representará el 58,4%. El subsector eléctrico consumirá el 19,6% de los hidrocarburos que importará la región.

d) Subsector eléctrico, escenario alto

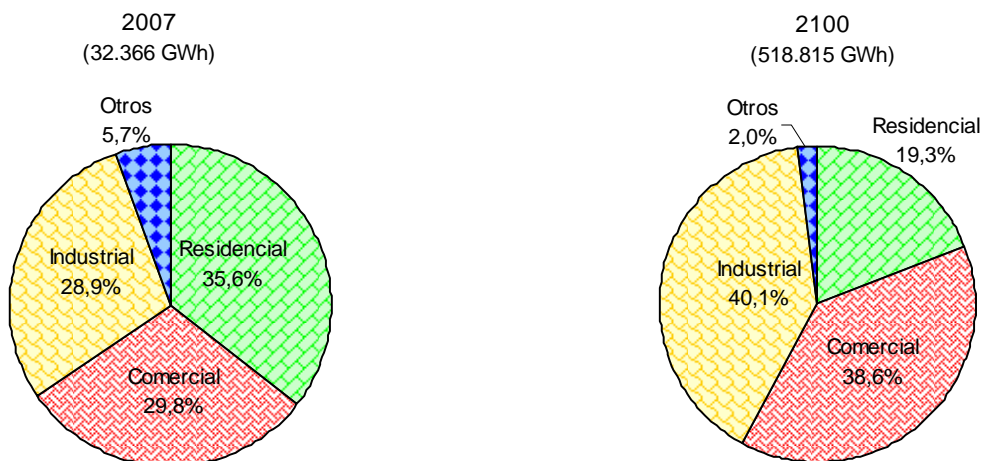
i) Demanda de electricidad. La demanda regional de energía eléctrica crecerá a una tasa media de crecimiento anual de 3%, llegando a 518.815 GWh en 2100. Al final del período a estructura sectorial del mercado eléctrico diferirá respecto de la estructura actual, ya que el sector residencial pasará al tercer sitio, al ser reemplazado por los sectores industrial y comercial. El sector industrial incrementará su participación en el mercado 11,2% y el sector comercial en 8,8% (véanse el gráfico 25 y el cuadro 23).

CUADRO 23
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PAÍS,
ESCENARIO ALTO, 2100
(En GWh)

	Total	Centro- américa	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
	518.815	512.989	82.409	64.012	140.813	114.666	26.974	84.115	5.826
Residencial	100.098	97.601	7.932	5.417	24.077	45.462	3.921	10.792	2.497
Comercial	200.321	198.148	37.862	18.761	43.541	24.901	10.177	62.906	2.173
Industrial	208.026	206.890	34.531	39.696	72.530	38.361	11.684	10.088	1.136
Otros	10.367	10.347	2.083	137	664	5.942	1.192	329	20

Fuente: Estimaciones CEPAL sobre la base del modelo LEAP.

GRÁFICO 25
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR,
ESCENARIO ALTO, 2007 Y 2100
(En GWh)



Fuente: SIEE OLADE, estimaciones CEPAL sobre la base del modelo LEAP.

Durante los primeros años del período de análisis el mayor consumo de electricidad se registrará en Costa Rica y Guatemala, con consumos muy cercanos. Después del primer decenio del período de análisis Guatemala pasa a ser el mayor consumidor de electricidad. Posteriormente, Honduras pasa a ser el segundo consumidor de electricidad, Panamá queda en tercer lugar, con un consumo ligeramente superior al de Costa Rica (véase el cuadro 24).

CUADRO 24
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR PAÍS,
ESCENARIO ALTO, 2010-2100
(En miles de GWh)

	2010	2025	2050	2075	2100
Total	37.424,0	73.213,0	166.236	319.018	518.815
Centroamérica	36.955,0	72.202,0	163.935	315.001	512.989
Costa Rica	9.315,0	15.915,0	30.404	53.635	82.409
El Salvador	5.566,0	9.621,0	21.206	40.413	64.012
Guatemala	8.200,0	18.542,0	44.256	86.175	140.813
Honduras	5.913,0	13.620,0	35.534	69.637	114.666
Nicaragua	2.433,0	4.122,0	8.645	16.751	26.974
Panamá	5.528,0	10.382,0	23.890	48.390	84.115
Belice	469,0	1.011,0	2.301	4.017	5.826

Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico, estimaciones CEPAL sobre la base de cifras oficiales y modelo LEAP.

Por países, la demanda de electricidad crecerá a las siguientes tasas medias anuales: 3,4% en Guatemala y en Honduras; 3% en Panamá; 2,9% en Belice; 2,8% en El Salvador y Nicaragua, y 2,5% en Costa Rica.

ii) Oferta de electricidad, escenario alto. La oferta total de energía eléctrica en la región será de 539.526 GWh. El 23,8% provendrá de fuentes renovables, 44,6% de derivados del petróleo y 31,6% del carbón. El cuadro 25 muestra un resumen de la participación de los países y de las tecnologías al final del período de estudio.

CUADRO 25
CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
ESCENARIO ALTO, 2100
(En miles de GWh)

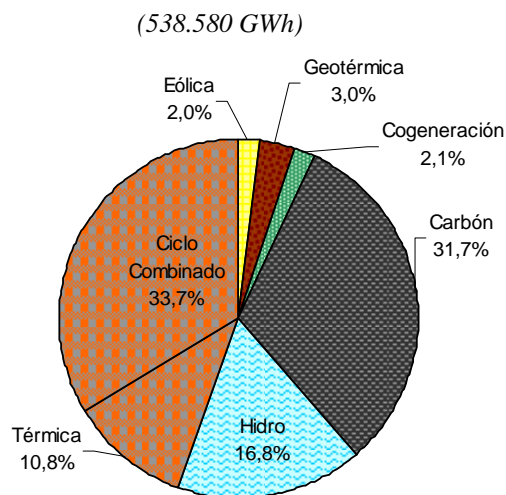
	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Gas	CC	Carbón	Cogener	Eólica
Total	538,6	90,3	15,9	14,1	33,7	10,6	181,3	170,5	11,3	10,8
Centroamérica	533,9	88,2	15,9	12,6	33,7	10,6	181,3	169,8	11,3	10,5
Costa Rica	73,2	15,2	2,2	1,0	3,3	3,6	43,4		0,1	4,4
El Salvador	65,7	6,4	2,8	1,1	3,6	2,1	24,4	18,4	6,1	0,9
Guatemala	156,8	12,7	5,2	7,3	17,0	1,6	0,0	107,8	4,0	1,3
Honduras	118,6	38,1	0,5	0,8	4,8	1,0	38,0	33,6	0,6	1,3
Nicaragua	30,0	4,1	5,3	0,9	1,0	0,3	8,9	7,8	0,5	1,3
Panamá	89,5	11,7	0,0	1,6	4,0	2,0	66,7	2,2	0,0	1,3
Belice	4,7	2,2	0,0	1,5		0,0		0,7	0,0	0,3

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base del modelo LEAP.

Nota: Vapor representa las termoeléctricas convencionales que función con fuel, al igual que los grupos electrógenos ciclo diesel. Los ciclos combinados (CC) operan con gas natural, las turbinas de gas (Gas) con diesel y la cogeneración con residuos biomásicos.

La generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables será superada por los combustibles fósiles. Al final del período se espera que 410.208 GWh sean generados a base de combustibles fósiles, esto corresponde al 76,2% de la generación total de la subregión, los ciclos combinados a base de gas natural y las carboeléctricas tendrán una participación de 33,7% y 31,7% respectivamente (véase el gráfico 26).

GRÁFICO 26
CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIO ALTO, 2100



Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base del modelo LEAP.

e) Emisiones de bióxido de carbono en la actividad energética, escenario alto

En el escenario de prospectiva de crecimiento económico alto, se estima se emitan de 2007 a 2100 en total 29.847,2 Mton de CO₂ equivalente. Los sectores transporte, industrial y subsector eléctrico emitirán durante el período referido 28.320,9 Mton, que corresponde al 96%. El sector transporte principal contribuyente, incrementará su participación 354,7 Mton adicionales a lo registrado en 2007, al pasar de 21,9 Mton a 376,6 Mton en 2100, tendrá una participación de 46,5%. En segundo sitio se encontrará el sector industrial con 219,6 Mton, es decir 208,3 Mton adicionales a las emisiones de 2007, con una contribución del 26,4%. En tercer sitio se ubicará el subsector eléctrico con 183,8 Mton, es decir un incremento de 173,9 Mton adicionales, una contribución en 2100 de 22,1%. El sector comercial emitirá un total de 19,5 Mton lo que corresponde a un incremento de 18,3 Mton y una contribución de 2,3%. El sector residencial contribuirá con 6,1 Mton, es decir 0,24 Mton adicionales y una contribución de 2,1%. El sector agropecuario participará con 0,7%, con 5,4 Mton, lo cual corresponde a 5 Mton adicionales a las emisiones de 2007.

Por país, en el año 2100 el principal emisor será Honduras 197,6 Mton que equivale al 24,4%, seguido de Guatemala 146,9 Mton (18,1%), Costa Rica 146,1 Mton (18%), Panamá 133,4 Mton (16,4%), El Salvador 108,8 Mton (13,4), Nicaragua 68 Mton (8,4%) y Belice 10,4 Mton (1,3%).

3. Escenario de crecimiento económico bajo

a) Crecimientos de la demanda de energía

En el escenario se espera un crecimiento económico promedio anual de la subregión de 2,6% durante el período 2010–2100. La tasa media de crecimiento del PIB por país oscilará entre 2,3% y 2,9%, en mayor crecimiento se presentaría en Panamá y el menor en Nicaragua 2,3%.

La demanda de energía se incrementa a una tasa de 1,5% en el período en referencia. El mayor crecimiento se observa en Belice (2,1%), Panamá y Honduras (1,8%). La demanda en los otros países crece a un ritmo más lento, que va del 1% en Nicaragua a 1,5% en Costa Rica 1,5%. Al final del período Guatemala absorberá 25,6% de la demanda total de energía, seguido de Honduras 20,2%, Panamá 18,6%, Costa Rica 15,9%, El Salvador 9,9%, Nicaragua 7,3% y Belice 1,6%. El cuadro 26 muestra un resumen de los crecimientos referidos.

CUADRO 26
CENTROAMÉRICA Y BELICE: TASAS DE CRECIMIENTO DEL PIB Y DE LA DEMANDA DE
ENERGÍA, ESCENARIO BAJO, 2010-2100

(En porcentajes)

	2010–2025	2025–2050	2050–2075	2075–2100	2010–2100
Promedio	2,6	2,7	2,6	2,5	2,6
Costa Rica	2,5	2,5	2,4	2,3	2,4
El Salvador	2,3	2,4	2,2	2,1	2,3
Guatemala	2,8	2,7	2,6	2,5	2,7
Honduras	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7
Nicaragua	1,7	2,6	2,6	2,4	2,4
Panamá	2,6	3,2	3,1	2,9	3,0
Belice	3,0	2,9	2,8	2,6	2,8
Demanda de energía (%)					
Promedio	1,4	1,7	1,4	0,7	1,3
Costa Rica	2,2	1,9	1,4	0,7	1,5
El Salvador	0,9	1,5	1,1	0,3	1,0
Guatemala	0,2	1,4	1,2	0,6	0,9
Honduras	2,5	1,7	1,4	0,8	1,5
Nicaragua	1,2	1,5	1,2	0,6	1,1
Panamá	2,7	2,3	1,9	1,2	2,0
Belice	4,3	1,9	1,6	1,0	1,9

Fuente: Estimaciones de CEPAL con base en resultados de la modelación con LEAP.

b) Demanda de energía (total, sectorial y por países), escenario bajo

La demanda total de energía en 2100 alcanzará 678,1 Mbep. El 79,8% (541,2 Mbep) corresponde a hidrocarburos y de estos 20,2% serán utilizados para la generación de energía eléctrica. El sector residencial pasará al segundo sitio al ser desplazado por el sector transporte. En 2100, el sector transporte demandará 39,3% del consumo total de energía, el sector industrial 23,9%, el sector residencial 27,9%, el sector comercial 7,9% y el sector agropecuario y otros 1% (véase el cuadro 27). El cuadro 27 muestra la evolución de la demanda de energía, la participación de los países y la desagregación en los principales sectores de consumo. Los hidrocarburos representarán el 79,8% de la demanda de energía, correspondiendo el complemento a las energías renovables.

CUADRO 27
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA, PARTICIPACIÓN POR
PAÍSES, SECTORES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y FUENTES RENOVABLES
ESCENARIO BAJO. 2010-2100

(En millones de barriles equivalentes de petróleo)

	2010	2025	2050	2075	2100
Total (Mbep)	212,2	262,3	400,4	564,5	678,1
En porcentajes (%)					
Costa Rica	15,0	15,3	13,5	15,1	16,0
El Salvador	13,6	11,7	13,1	12,1	11,6
Guatemala	29,2	35,2	35,4	29,6	27,5
Honduras	15,3	14,8	17,0	19,8	19,9
Nicaragua	12,1	11,0	9,7	9,5	9,0
Panamá	14,0	11,1	10,4	12,5	14,5
Belice	0,9	0,9	0,9	1,4	1,4
Demanda sectorial (%)					
Transporte	30,2	29,1	28,6	34,0	39,3
Industria	18,7	17,3	17,1	21,0	23,9
Residencial	39,7	45,0	47,6	37,3	27,9
Comercial	6,1	6,5	5,8	6,7	7,9
Otros	5,2	2,1	0,9	1,0	1,0
Demanda de hidrocarburos y otros combustibles fósiles					
En porcentaje de demanda					
Total (%)	49,9	57,8	68,3	74,5	79,8
En Mbep	105,8	151,5	273,6	420,5	541,2
Demanda sectorial (%)					
Residencial	4,5	4,6	3,8	2,7	2,1
Industrial	16,1	17,3	16,9	16,8	16,5
Comercial	2,5	2,4	2,5	2,6	2,5
Transporte	57,2	58,7	57,5	57,4	56,2
Agropecuario	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Eléctrico	18,8	16,0	18,5	19,6	21,9
Demanda final de otros energéticos (biomasa y otras fuentes renovables)					
Porcentajes (%)	50,1	42,2	31,7	25,5	20,2

Fuente: CEPAL sobre la base de cifras oficiales y resultados de la modelación con LEAP.

c) Subsector hidrocarburos, escenario bajo

La demanda regional de hidrocarburos crecerá durante el período de referencia a una tasa media anual de 1,8%. En el año 2100 se estima una demanda de hidrocarburos de 541,2 Mbep. Los sectores industrial, comercial, transporte y agropecuario incrementarán su participación en el mercado de hidrocarburos y demandarán en conjunto 411,6 Mbep de hidrocarburos (véase el cuadro 27), que corresponde a 76,1% de la demanda total esperada. El sector eléctrico consumirá el 21,8% de los hidrocarburos y el restante 2,1% se consumirán en el sector domestico.

Guatemala, Panamá y Honduras al final del período demandarán en conjunto 361,5 Mbep, que corresponde al 66,8% del mercado regional de hidrocarburos, Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Belice 179,1 Mbep es decir el 33,2% restante (véase el cuadro 27). Las tasas promedio de crecimiento de la demanda de hidrocarburos es la siguiente: 2,6% en Belice; 2,3% en Panamá; 2% en Guatemala; 1,8% en Costa Rica y Honduras; 1,4% en El Salvador y 1,2% en Nicaragua.

d) Subsector eléctrico, escenario bajo

i) Demanda de electricidad. La demanda regional de energía eléctrica crecerá a una tasa media anual de 2,1% llegando a 228.514 GWh en 2100. Al final del período la estructura del mercado estará concentrada en el sector residencial, que continuará como principal consumidor de energía eléctrica, en segundo sitio se posicionará el sector industrial, al desplazar al sector comercial. El sector residencial incrementará su participación en el mercado eléctrico, en 8%, los sectores comercial, industrial y otros disminuirán su participación en 2,5%, 1,2% y 4,3% (véanse el cuadro 28 y el gráfico 27).

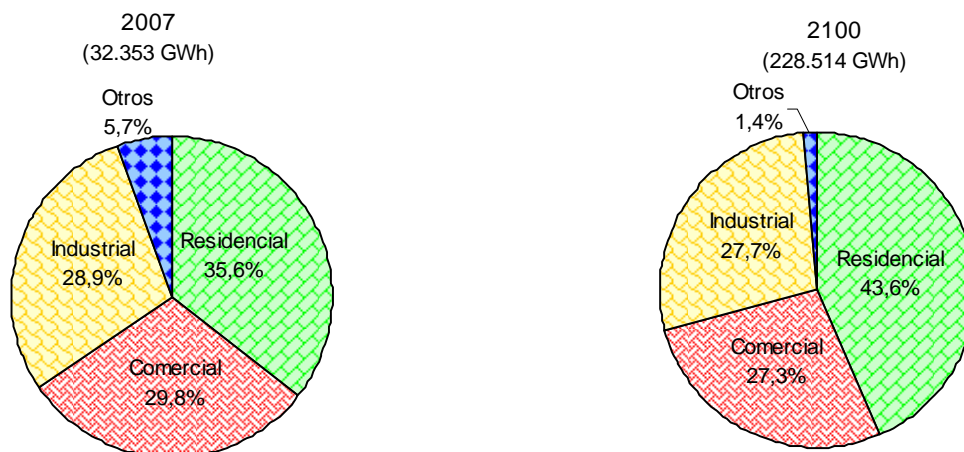
CUADRO 28
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
POR SECTOR, ESCENARIO BAJO, 2100
(En GWh)

	Total	Centro- américa	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
	228.514	224.970	30.345	18.936	67.276	64.301	10.229	33.883	3.544
Residencial	99.539	97.042	7.932	5.417	24.077	45.462	3.921	10.233	2.497
Comercial	62.417	61.742	11.382	4.306	16.011	6.762	3.122	20.159	675
Industrial	63.281	62.928	10.355	9.075	26.900	10.423	2.904	3.271	353
Otros	3.275	3.256	676	137	288	1.654	281	220	19

Fuente: Estimaciones CEPAL sobre la base del modelo LEAP.

Por países la demanda de electricidad presenta las siguientes tasas de crecimiento: 2,8% en Honduras; 2,5% en Guatemala; 2,4% en Belice; 2% en Panamá; 1,7% en Nicaragua; 1,4% en Costa Rica, y 1,5% en El Salvador. Al final del período Guatemala, Honduras y Panamá ocuparán los primeros lugares y Costa Rica pasará a cuarto sitio. Este comportamiento está ligado al tamaño y crecimiento de las economías y de población.

GRÁFICO 27
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
POR SECTOR, ESCENARIO BAJO, 2007 Y 2100
(En GWh)



Fuente: SIEE OLADE, estimaciones CEPAL sobre la base del modelo LEAP.

CUADRO 29
CENTROAMÉRICA Y BELICE: DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR PAÍS,
ESCENARIO BAJO, 2007-2100
(En miles de GWh)

	2007	2008	2010	2025	2050	2075	2100
Total	32.366,2	33.240,2	36.131	63.098	117.116	178.217	228.514
Centroamérica	31.971,2	32.824,1	35.673	62.168	115.196	175.301	224.970
Costa Rica	8.174,0	8.359,5	8.899	13.546	20.280	26.681	30.345
El Salvador	4.888,8	5.066,7	5.228	7.529	12.296	16.798	18.936
Guatemala	6.533,6	6.492,1	8.007	16.259	32.592	51.422	67.276
Honduras	4.979,3	5.226,7	5.746	11.862	27.403	46.177	64.301
Nicaragua	2.096,1	2.229,1	2.379	3.695	6.127	8.842	10.229
Panamá	5.299,4	5.450,0	5.414	9.277	16.498	25.381	33.883
Belice	395,0	416,1	458	930	1.920	2.916	3.544

Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico, estimaciones de CEPAL sobre la base de cifras oficiales y modelo LEAP.

ii) Oferta de electricidad, escenario bajo. En 2100 la oferta total de energía eléctrica será 249.994 GWh, que tendrá la siguiente distribución: Guatemala con 30,6%, Honduras 25,8%, Panamá 15,3%, Costa Rica 13,1%, El Salvador 8,8%, Nicaragua 4,9% y Belice 1,4%. El cuadro 30 muestra un resumen de la situación esperada en 2100 en este escenario.

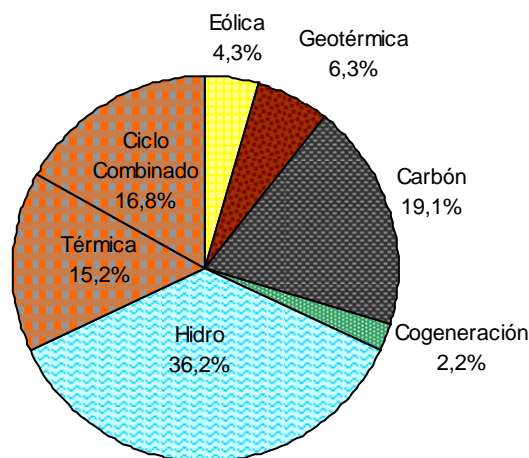
CUADRO 30
CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
ESCENARIO BAJO, 2100
(En miles de GWh)

	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Gas	CC	Carbón	Cogener	Eólica
Total	249,7	90,3	15,7	9,2	23,7	4,9	42,0	47,6	5,4	10,8
Centroamérica	246,3	88,2	15,7	8,6	23,7	4,9	42,0	47,6	5,1	10,5
Costa Rica	32,8	15,2	2,2	0,6	2,0	1,5	6,8	0,0	0,1	4,4
El Salvador	22,0	6,4	2,6	0,2	1,1	0,3	6,7	2,6	1,2	0,9
Guatemala	76,4	12,7	5,2	6,2	14,5	1,4	0,0	31,7	3,4	1,3
Honduras	64,5	38,1	0,5	0,7	4,4	0,9	6,2	12,1	0,4	1,3
Nicaragua	12,3	4,1	5,3	0,2	0,2	0,0	0,8	0,3	0,1	1,3
Panamá	38,3	11,7	0,0	0,6	1,6	0,8	21,5	0,9	0,0	1,3
Belice	3,4	2,2	0,0	0,7	0,0	0,0		0,0	0,2	0,3

Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico, estimaciones CEPAL, sobre la base del modelo LEAP.

La generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables será superada por los combustibles fósiles (véase el gráfico 28), se espera que 127.475 GWh sean generados a base de combustibles fósiles, esto corresponde al 51% de la generación total de la subregión, los ciclos combinados a base de gas natural y las carboeléctricas tendrán una participación de 16,8% y 19,1% respectivamente.

GRÁFICO 28
CENTROAMÉRICA Y BELICE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
POR TIPO DE TECNOLOGÍA, ESCENARIO BAJO, 2100
(249.703 GWh)



Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base del modelo LEAP.

e) **Inventario de emisiones de bióxido de carbono, escenario bajo**

En este escenario se estima se producirán de 2007 a 2100, 13.560,1 Mton de CO₂ equivalente. Los sectores transporte, industrial y subsector eléctrico producirán durante el período de estudio 12.523,6 Mton, que corresponde al 92,4%. El sector transporte principal contribuyente, incrementará su

participación con 93,2 Mton adicionales a lo registrado en 2007, para llegar a un valor de 115,1 Mton en 2100, tendrá una participación de 45,3%. En segundo sitio se encontrará el sector industrial con 63,7 Mton, es decir 52,4 Mton adicionales a las emisiones de 2007, con una contribución del 25,1%. En tercer sitio se ubicará el subsector eléctrico con 61,5 Mton, es decir un incremento de 51,6 Mton adicionales, una contribución en 2100 de 24,2%. El sector residencial contribuirá con 6,1 Mton, es decir 0,241 Mton adicionales respecto 2007 y una contribución de 2,4%. El sector comercial emitirá un total de 6 Mton lo que corresponde a un incremento de 4,8 Mton y una contribución de 2,4%. El sector agropecuario participara con 0,7%, con 1,7 Mton, lo cual corresponde a 1,3 Mton adicionales a las emisiones de 2007.

Por país, en el año 2100 el principal emisor será Guatemala con 64,4 Mton que corresponde al 25,3%, seguido de Honduras 58,6 Mton (23,1%), Panamá 44,2 Mton (17,4%), Costa Rica 42,692 Mton (16,8%), El Salvador 24,9 (9,8%), Nicaragua 16,2 Mton (6,4%) y Belice 3,3 Mton (1,3%).

IV. COSTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ENERGÍA Y EVALUACIÓN DE OPCIONES DE MITIGACIÓN

En este capítulo primero se analizan los potenciales costos del cambio climático en el sector energía, enfatizando en la reducción de la producción hidroeléctrica, como resultado de la disminución y las irregularidades en los regímenes de lluvias que se esperan del cambio climático. Posteriormente se analizan varias opciones de mitigación de emisiones en el subsector eléctrico, para lo cual se han utilizado como referencia los balances energéticos y líneas evolutivas del sector energía, para los tres escenarios macroeconómicos y los siete países, construidas con el software LEAP, para el período 2010-2100. Por último, se presentan alternativas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y el aumento de la eficiencia en el transporte centroamericano.

Los costos y beneficios por las variaciones (reducción o incremento) de emisiones de gases de efecto invernadero y de las centrales generadoras de electricidad se expresan en términos del Valor Presente Neto (VPN), respecto a la suma total (costos y beneficios) a lo largo del período establecido para el cálculo del valor del VPN.

A. COSTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ENERGÍA

Los impactos del cambio climático (CC) tienen efecto en el aumento o reducción de la oferta y la demanda de energía, debido a mayor o menor disponibilidad de cada uno de los recursos por efecto directo o indirecto del CC. La mayor parte de las consecuencias del calentamiento global³⁸ tienen incidencias en el sector de la energía. En el cuadro 31 se presenta un resumen de los principales, señalando los aspectos que tienen mayor incidencia en los países centroamericanos. Los impactos en la hidroelectricidad se discuten con mayor detalle en este capítulo, sin embargo se debe aclarar que no se han tratado los aspectos relacionados con la adaptación, tema complejo que debe ser abordado en forma global, considerando todo el sector de los recursos hídricos.

Los países de la subregión centroamericana son importadores netos de petróleo y sus derivados, por lo cual los precios altos de dichos energéticos así como su volatilidad les causan serios perjuicios económicos. El CC indirectamente podría acentuar esta situación. Durante las próximas décadas se esperan precios crecientes de petróleo y sus derivados, tanto por reducción del balance oferta-demanda, como por motivos de costos de producción, aunado a restricciones ambientales y factores climáticos cada vez más inciertos y agresivos. Todo ello generaría una situación de mayor vulnerabilidad para la región.

Los países de la subregión realizan importantes esfuerzos para iniciar proyectos energéticos a partir de fuentes renovables de energía, diversificar las matrices energéticas y mejorar la eficiencia energética. Dicha diversificación pasa por una participación muy importante de los recursos hídricos, para la generación de energía eléctrica. Estos definitivamente se verían afectados por el CC en mayor ó menor medida, debido a la disminución de las precipitaciones y por tanto del recurso disponible. Teniendo en

³⁸ Por ejemplo, los siguientes consecuencias del calentamiento global impactan al sector energía, tanto a los recursos y la oferta, como a la demanda y consumo de energía: el aumento temperatura (en la superficie y en la troposfera), la mayor frecuencia de temperaturas extremas, aumento del nivel del mar, la pérdida de permafrost, la reducción de los glaciares en las zonas montañosas, el cambio en los patrones de precipitación (precipitaciones más intensas, períodos más largos de estiaje), cambios en regímenes de los caudales fluviales, reducción de la velocidad del viento en zonas de de latitud media, etc.

cuenta esa situación, en ese informe se ha enfocado a realizar estimaciones iniciales de los costos del cambio climático por una probable reducción de la producción hidroeléctrica.

**CUADRO 31
PRINCIPALES IMPACTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL SECTOR ENERGÍA**

Recurso/subsector	Impactos en el clima	Impactos en el sector energía
1. Impactos en los recursos energéticos		
a) Hidroelectricidad	Los cambios en los regímenes de lluvia afectarán los caudales (máximos, mínimos y medios), su duración y estacionalidad, en mayor proporción durante eventos extremos. Cambios en el uso del suelo y la cobertura forestal favorecen procesos de erosión y desencadenan problemas de sedimentación en embalses.	Reducción de la energía firme, incremento de la variabilidad e incertidumbre, mayores márgenes de reserva, cambios en reglas de operación de embalses y necesidad de sistemas de alerta temprana.
b) Energía eólica	Cambios en la intensidad y características de los vientos	Mayor incertidumbre y variabilidad de la producción eólica.
c) Biocombustibles	Cambios en la producción de agrocombustibles y afectaciones por la disponibilidad de agua, sequías y eventos extremos.	Mayor incertidumbre en la producción y disponibilidad del recurso, necesidad de contar con mayores inventarios de hidrocarburos tradicionales.
d) Energía solar	Cambios en la transmisividad atmosférica afectan la radiación solar.	Posibles impactos neutros.
e) Hidrocarburos	Eventos extremos afectan producción, transformación y transporte.	Efectos en precios, necesidad de mayores inventarios e instalaciones de almacenamiento.
2. Impactos en la demanda de energía		
a) Electricidad	Impactos por mayor temperatura y días y temporadas cálidas.	Cambios estacionales en la demanda de electricidad, picos de potencia mayores, necesidad de contar con sistemas de monitoreo para administración de la demanda.
3. Otros impactos		
a) Instalaciones de transmisión y distribución	Impactos derivados de eventos extremos, en especial huracanes, ventiscas y tormentas tropicales	Incremento de vulnerabilidad en torres de transporte eléctrico y líneas de distribución con mayor afectación derivadas de deslizamientos y lluvias. Incremento de períodos de interrupción del servicio de electricidad.
b) Suministro de combustibles	Impactos de eventos extremos en carreteras y puentes.	Desabastecimiento de combustibles en zonas afectadas.
c) Comercio de energía	Impactos de eventos extremos en el transporte marítimo, puertos, carreteras y puentes.	Mayor vulnerabilidad en comercio de energía, "cuellos de botella", afectaciones en precios y su volatilidad.

Fuente: Elaboración propia.

1. Identificación de los potenciales impactos del cambio climático en el sector energía

a) Subsector hidrocarburos

Las afectaciones del CC en el sector de hidrocarburos a nivel mundial, del lado de la producción están relacionadas a interrupciones del suministro debido a fenómenos extremos como huracanes, ciclones, inundaciones. Estos se prevé que se presentarán con mayor frecuencia e intensidad, por lo que tomar atención de ello resulta importante en la toma de decisiones. Un ejemplo de ello es el huracán Katrina en 2005, que afectó la producción de crudo en el Golfo de México, lo cual a su vez impactó los precios del petróleo y del gas natural. La afectación principal en este subsector se encuentra por el lado de la oferta. Por el lado de la demanda puede haber mayores requerimientos de energía derivados de una mayor utilización de la refrigeración (incluyendo aire acondicionado) como consecuencia de mayores temperaturas. Esto impacta en forma directa a la demanda de electricidad y en forma indirecta a los hidrocarburos.

b) Subsector eléctrico y los recursos hídricos

El recurso hídrico, fuente de producción para la hidroelectricidad tendría varios impactos fundamentales del CC: 1) la reducción en la frecuencia de las lluvias (más años secos) y por tanto la reducción en la disponibilidad de agua, 2) el aumento en la frecuencia de fenómenos extremos relacionados (tormentas en lugares épocas del año no esperadas) y 3) las asociadas al cambio uso de suelo.

En la subregión los fenómenos meteorológicos han tenido fuertes impactos. Por ejemplo, durante los años 1991-1992 y 1992, los regímenes irregulares de lluvias causaron la disminución de la hidroenergía, que provocaron racionamientos que fueron muy significativos en Guatemala y Honduras, afectando también a El Salvador y Panamá. En Costa Rica la sequía del 2001 que provocó una reducción en la generación eléctrica estimada en 165 GWh, ocasionó al país pérdidas equivalentes a 8,8 millones de dólares. Todos estos casos muestran en forma palpable los efectos del clima en la producción de electricidad, sin embargo no pueden atribuirse al CC.

Las altas precipitaciones y usos inadecuados del suelo hacen más vulnerables a las cuencas, favorecen procesos de erosión y desencadenan problemas de sedimentación en embalses. La relevancia de los ecosistemas forestales para la sociedad depende de los servicios que éstos producen y de su aprovechamiento por los sectores que componen la sociedad (IPCC, 2001). Los servicios ecosistémicos hídricos (SEH) benefician a diversos sectores, entre ellos el hidroenergético,³⁹ el cual es clave para el desarrollo de muchos países.⁴⁰ Sin embargo, el cambio climático y la variabilidad climática están impactando los SEH y los bosques, incrementando la vulnerabilidad del sector hidroenergético (IPCC, 2001).

El diseño de las instalaciones hidroeléctricas está generalmente basada en una curva de duración del flujo del río que determina el tipo y capacidad de las turbinas. Los embalses se diseñan normalmente para proveer un flujo de energía dependiente, de manera que haya un almacenamiento adecuado entre estaciones de bajo y alto flujo. El almacenamiento necesario se determina mediante un análisis de la curva del flujo de masa para ciertos límites meta de confiabilidad del sistema.

³⁹ Citado por Leguía y otros, 2008, Pág. 16.

⁴⁰ *Ibíd.*, Pág. 16.

El CC tiene dos efectos principales en el potencial hidroeléctrico. Primeramente, la alteración en la distribución del flujo afectará el potencial de generación, aunque el impacto en el esquema de almacenamiento está influenciado por el grado de almacenamiento disponible. El segundo efecto es el incremento en las tasa de evaporación del embalse las cuales desplazarán agua antes de que puedan ser usadas para la generación.

2. Evaluación preliminar el impacto del cambio climático en la producción de energía eléctrica

La generación hidroeléctrica está relacionada directamente con los cambios en las escorrentías. Existen diversos estudios que han tratado de modelar en cuanto se reduce ó aumenta la producción de energía hidroeléctrica de acuerdo con los niveles de precipitación. Un ejemplo de ellos es el modelo de circulación global para tres escenarios en el río Nilo, denominado, *World Bank Indus Basin*, el cual se encontró que incrementado la precipitación de 10%–20%, se encontraba un incremento en las escorrentías ó la disponibilidad de agua, y consecuentemente un incremento de 19%–22% en la producción hidroeléctrica (Reibsame y otros, 1995). Para el caso contrario, donde había una disminución uniforme de 20% en la precipitación, se encontraba una caída de la producción del 17%.

Una evaluación seria de los impactos del CC en las hidroeléctricas de la subregión requeriría de estudios detallados y multidisciplinarlos para la evaluación de las principales cuencas, así como evaluaciones exhaustivas de los resultados que han producido los principales modelos climáticos regionales que han sido utilizados en los estudios del IPCC, incluyendo la extrapolación (procesos de *down-scaling*) de las principales variables (precipitación, temperatura, evotranspiración, humedad relativa). A continuación se muestran los resultados relevantes obtenidos dentro de la actividad de escenarios climáticos para la elaboración de los estudios del proyecto ECCCA. A partir de esos resultados se presentan varias evaluaciones indicativas del impacto del cambio climático en la producción de hidroelectricidad en la subregión.

a) Afectaciones potenciales de los regimenes de precipitación pluvial derivadas del cambio climático en los países centroamericanos

Los estudios del proyecto ECCCA han considerado los siguientes cuatro modelos climáticos regionales:

- i) Modelo GFDL (Geophysical Fluid Dynamics Laboratory) del Geophysical Fluid Dynamics Laboratory de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos.
- ii) El modelo ECHAM desarrollado por el Instituto Max Planck de Meteorología de Alemania.
- iii) El modelo MIROC (Modelo de Investigación Interdisciplinaria sobre el Clima), elaborado por el Centro de Investigación de Sistemas Climáticos de la Universidad de Tokio en Japón. Para las tendencias de las precipitaciones se uso el modelo denominado MIMR.
- iv) El modelo HADGEM (Modelo Mundial del Centro Hadley del Medio Ambiente) desarrollado por el Centro Hadley en el Reino Unido.

Las evaluaciones realizadas han partido de los resultados que arrojan los modelos referidos para tres escenarios de cambio climático (A1B, A2 y B1). Los resultados más severos se encuentran en el

escenario A2,⁴¹ con una reducción promedio de las precipitaciones del 14% en el período 2010-2100, las que llegan a ser del 21% al final del período. Los cinco países ubicados al norte de la subregión corresponden a los de mayor afectación. Costa Rica y Panamá muestran las menores reducciones en el régimen de precipitación. El recuadro 3 ilustra la situación que se encuentra en este escenario de cambio climático.

En el escenario B1 las reducciones de precipitación son mínimas y en el escenario A1B son del 5%, más marcadas a partir de la segunda mitad del presente siglo y en los cinco países del norte. En esta evaluación se hace una evolución de los costos que se incurrirían si se presentan los escenarios A2 y A1B.

b) Estimación indicativa del impacto económico por la reducción de la producción hidroeléctrica

Se analizan dos casos. El primero suponiendo porcentajes de reducción de la producción hidroeléctrica de acuerdo a la tendencia observada en los escenarios B1 y A1B. El segundo presenta la tendencia del escenario A1B, considerando una mayor afectación en los países ubicados en la parte norte de Centroamérica. La evaluación se ha hecho para el escenario macroeconómico base. Los costos de la producción termoeléctrica consideran precios del petróleo de 60 dólares por barril (base año 2000) y precios del gas natural y del carbón en proporción al valor histórico por caloría útil de esos energéticos en el período 1990-2006.

i) Caso A. Se ha supuesto una reducción de producción en centrales hidroeléctricas igual para todos los países de la subregión, de 0,5% en 2020, 3% en 2050 y 10% en 2100. Este escenario corresponde al promedio de los resultados de cuatro modelos en los escenarios B1 y A1B.

Como resultado se incrementan las emisiones en 50,5 millones de toneladas CO₂ equivalente en la subregión durante el período 2008-2100. Los costos, a valor presente se han calculado con diferentes tasas de descuento, (véase el cuadro 32) y son del orden de 191 millones de dólares (para una tasa de descuento del 8%) hasta los 24 millardos (para una tasa del 0,5%).

⁴¹ Hay dos grandes familias de escenarios: los escenarios A, que describen un mundo futuro con alto crecimiento económico, y los escenarios B, en los que ese crecimiento es moderado. Los escenarios A1 y B1 suponen que habrá una globalización tal que las economías convergerán en su desarrollo. De acuerdo con los escenarios A2 y B2, el desarrollo se daría sobre todo en el nivel regional. Estos escenarios parten de un conjunto de suposiciones acerca de la evolución de la población, la tecnología, la economía, el uso del suelo, la agricultura y la energía en los niveles global y regional. Las reservas petroleras y de carbono hacen suponer que estos escenarios serán fuente de energía al menos para los próximos 100 años. En cuanto a emisiones de CO₂ totales acumulativas a lo largo del periodo 1990-2100, el escenario indicativo A1F1 ocupa el primer lugar en emisión con 2.189 giga toneladas de carbono (GtC), seguido del escenario indicativo A2 con 1.862 GtC, el A1B con 1.499 GtC, el B2 con 1.164 GtC, el A1T con 1.068 GtC y finalmente el B1 con 983 GtC (CEPAL, 2009e, e IPCC, 2000) (véase el Anexo I).

RECUADRO 3
CENTROAMÉRICA Y BELICE: AFECTACIÓN DEL RÉGIMEN DE LLUVIAS
DE ACUERDO AL ESCENARIO A2 Y A LOS MODELOS DEL IPCC

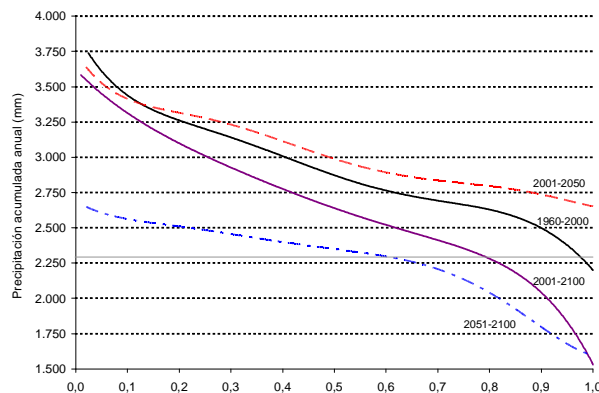
Una comparación de las precipitaciones históricas con las esperadas por el cambio climático (para el escenario A2 y promedio de los modelos), muestra los siguientes resultados: 1) Reducciones en la precipitación promedio, que van, desde 6,4% (Panamá) hasta 14,6% (El Salvador). El efecto es mayor en los países del norte (ver cuadro); 2) la comparación de mínimos esperados con los históricos muestra reducciones que están entre el 54% (Nicaragua) y el 85% (Panamá), lo que puede interpretarse en el sentido de esperar sequías mucho más severas; y 3) la comparación de máximos muestra que estos serán superiores a los históricos en tres países (Belize, Honduras y Nicaragua, entre el 17% y 27% mayores que los observados), lo cual podría asociarse a una mayor probabilidad o recurrencia de lluvias severas en los tres países referidos.

Precipitaciones históricas con las esperadas por el cambio climático (escenario A2, promedio de los modelos).

	Costa Rica	Belize	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Históricas 1960-2000							
Promedio	2.912,1	2.170,0	1.743,6	2.723,2	2.011,9	2.445,6	2.664,4
Mínimo	2.155,7	1.627,2	1.273,7	2.115,4	1.501,9	1.855,6	2.121,1
Máximo	3.833,6	2.773,4	2.309,5	4.148,8	2.587,2	3.088,5	3.798,3
Efecto cambio climático 2001-2100							
Promedio	2.650,7	1.897,4	1.489,2	2.359,8	1.755,1	2.107,3	2.494,7
Mínimo	1.574,1	1.105,6	824,7	1.406,9	910,8	1.005,4	1.808,1
Máximo	3.628,6	3.250,9	2.040,9	3.253,9	3.023,3	3.917,8	3.071,4
Comparación precipitaciones 2001-2100 vs. Históricas %							
	91,0	87,4	85,4	86,7	87,2	86,2	93,6

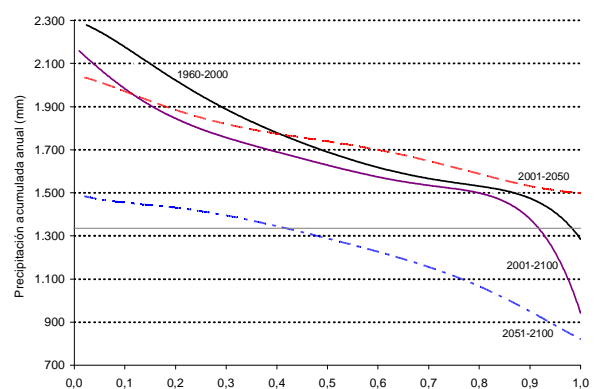
Los gráficos siguientes muestran una comparación para seis países (excepto Belize), entre las precipitaciones históricas (1960-2000) y las estimadas (2001-2100), a partir de un promedio de los modelos. Los resultados son muy ilustrativos y muestran reducciones muy severas en los regímenes de precipitación, principalmente en Nicaragua.

COSTA RICA: COMPARACIÓN DE PRECIPITACIONES HISTÓRICAS (1960-2000) Y ESPERADAS DE ACUERDO A PROMEDIO DE CUATRO MODELOS, BAJO EL ESCENARIO A2 DEL IPCC



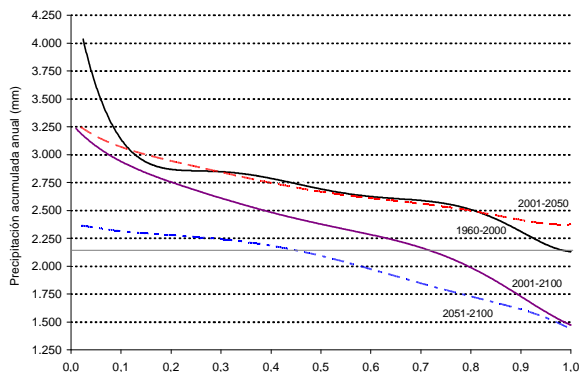
Fuente: CEPAL, estimaciones en base a resultados del IPCC. Nota: eje de ordenadas en milímetros de lluvia y eje de las abscisas en por unidad (para el período histórico representa 40 años y para el proyectado representa 100 años).

EL SALVADOR: COMPARACIÓN DE PRECIPITACIONES HISTÓRICAS (1960-2000) Y ESPERADAS DE ACUERDO A PROMEDIO DE CUATRO MODELOS, BAJO EL ESCENARIO A2 DEL IPCC



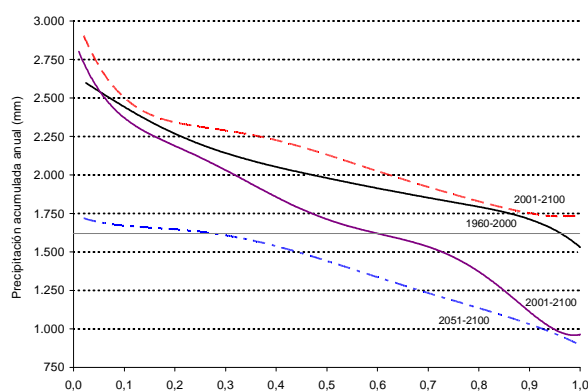
Fuente: CEPAL, estimaciones en base a resultados del IPCC. Nota: eje de ordenadas en milímetros de lluvia y eje de las abscisas en por unidad (para el período histórico representa 40 años y para el proyectado representa 100 años).

GUATEMALA: COMPARACIÓN DE PRECIPITACIONES HISTÓRICAS (1960-2000) Y ESPERADAS DE ACUERDO A PROMEDIO DE CUATRO MODELOS, BAJO EL ESCENARIO A2 DEL IPCC



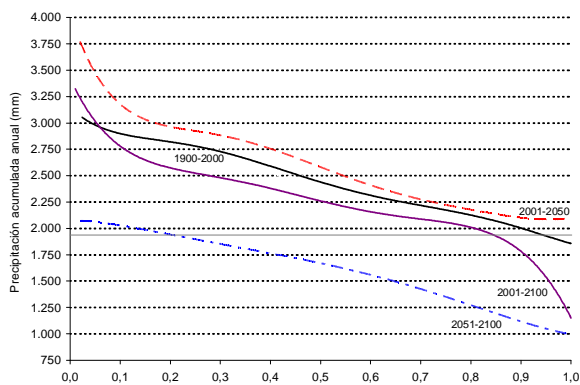
Fuente: CEPAL, estimaciones en base a resultados del IPCC. Nota: eje de ordenadas en milímetros de lluvia y eje de las abscisas en por unidad (para el período histórico representa 40 años y para el proyectado representa 100 años).

HONDURAS: COMPARACIÓN DE PRECIPITACIONES HISTÓRICAS (1960-2000) Y ESPERADAS DE ACUERDO A PROMEDIO DE CUATRO MODELOS, BAJO EL ESCENARIO A2 DEL IPCC



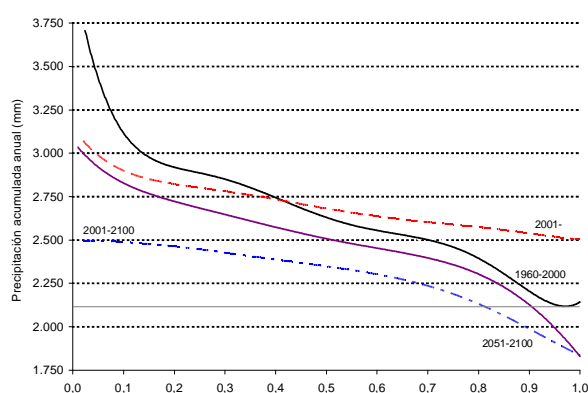
Fuente: CEPAL, estimaciones en base a resultados del IPCC. Nota: eje de ordenadas en milímetros de lluvia y eje de las abscisas en por unidad (para el período histórico representa 40 años y para el proyectado representa 100 años).

NICARAGUA: COMPARACIÓN DE PRECIPITACIONES HISTÓRICAS (1960-2000) Y ESPERADAS DE ACUERDO A PROMEDIO DE CUATRO MODELOS, BAJO EL ESCENARIO A2 DEL IPCC



Fuente: CEPAL, estimaciones en base a resultados del IPCC. Nota: eje de ordenadas en milímetros de lluvia y eje de las abscisas en por unidad (para el período histórico representa 40 años y para el proyectado representa 100 años).

PANAMÁ: COMPARACIÓN DE PRECIPITACIONES HISTÓRICAS (1960-2000) Y ESPERADAS DE ACUERDO A PROMEDIO DE CUATRO MODELOS, BAJO EL ESCENARIO A2 DEL IPCC



Fuente: CEPAL, estimaciones en base a resultados del IPCC. Nota: eje de ordenadas en milímetros de lluvia y eje de las abscisas en por unidad (para el período histórico representa 40 años y para el proyectado representa 100 años).

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 32
CENTROAMÉRICA Y BELICE: REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA
(A) VS EL ESCENARIO DE LÍNEA BASE

	GEI evitados (Ton CO ₂ eq)	Valor presente neto (Millones de USD\$ de 2000)			
		0,5%	2%	4%	8%
Total	-50.544.256	24.312,36	8.259,42	2.206,78	190,96
Centroamérica	-49.353.176	24.150,80	8.200,21	2.189,26	188,69
Costa Rica	-8.779.126	4.888,12	1.699,16	471,60	2,27
El Salvador	-677.307	165,93	66,49	21,82	3,25
Guatemala	-3.381.437	3.691,99	1.277,38	353,92	44,39
Honduras	-24.469.097	9.271,28	3.052,58	769,33	71,65
Nicaragua	-3.266.340	1.231,02	406,07	102,96	9,89
Panamá	-8.779.870	4.902,46	1.698,52	469,63	57,24
Belice	-1.191.080	161,56	59,21	17,52	2,27

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

ii) **Caso B.** Se supone la reducción diferenciada de la producción de hidroelectricidad, a partir del año 2030 en dos países (Nicaragua y Belice), en 2050 con reducciones en todos los países a excepción de Panamá y a partir del 2070 con reducciones en todos los países (véase el cuadro 33). Este escenario corresponde al promedio de los resultados de cuatro modelos en el escenario A1B.

En este caso se incrementa la emisión de 140,8 millones de toneladas CO₂ equivalente durante el período 2008-2100. Los costos, a valor presente (véase el cuadro 34) son del orden de 390 millones de dólares (para una tasa de descuento del 8%) y 68 millardos (para una tasa del 0,5%).

CUADRO 33
CENTROAMÉRICA Y BELICE: FACTORES DE CAPACIDAD MÁXIMA
(En porcentajes)

Año	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Belice
2030					1		3
2050	5	9	10	10	12		10
2070	5	5	13	9	10	2	12
2080	9	9	15	14	16	4	15
2090	7	11	15	14	14	2	16

Fuente: CEPAL, sobre la base de resultados de estudios de escenarios de cambio climático.

CUADRO 34
CENTROAMÉRICA Y BELICE: REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN
HIDROELÉCTRICA (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE

	GEI evitados (Ton CO ₂ eq)	Valor presente neto (Millones de USD\$ de 2000)			
		0,5%	2%	4%	8%
Total	-140.838.533	67.597,39	22.166,10	5.477,55	389,83
Centroamérica	-135.844.313	66.941,19	21.930,16	5.409,73	381,62
Costa Rica	-16.138.903	9.666,06	3.234,94	824,79	8,20
El Salvador	-1.629.063	399,12	156,91	49,32	6,17
Guatemala	-12.511.657	14.555,53	4.856,46	1.232,71	107,95
Honduras	-88.161.297	34.396,89	11.129,79	2.693,55	212,96
Nicaragua	-13.210.230	5.046,21	1.659,96	413,06	35,26
Panamá	-4.193.163	2.877,39	892,09	196,30	11,07
Belice	-4.994.220	656,19	235,94	67,82	8,20

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

Un análisis a mayor detalle de los impactos del cambio climático en la producción hidroeléctrica, para dos plantas representativas de la subregión se resume en el recuadro 4 (López, 2010).

B. OPCIONES GENERALES DE MITIGACIÓN EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La mayor parte de las comunicaciones de cambio climático de los países han identificado desde el punto de vista de análisis de oportunidades, varias políticas de mitigación sectorial. La mayor parte de ellas están relacionadas con la industria eléctrica, lo cual tiene relación con el hecho que en este sector se cuenta con un mayor conocimiento, resultado de la larga experiencia de las empresas públicas de electricidad, así como del trabajo que han venido haciendo los entes reguladores. Todos los planes y prospectivas eléctricas de los países muestran una intensidad de energía eléctrica creciente, resultado de una mayor y mejor utilización de la energía eléctrica. Todos los países han tomado acciones para incrementar la participación de las fuentes renovables, reduciendo de esa forma la intensidad de energía eléctrica por el efecto que esto produce en la reducir de los combustibles fósiles. De esa forma las fuentes renovables (hidráulica, eólica y geotérmica) tienen un alto potencial para la mitigación de GEI. Por esa razón, en términos del portafolio son muy relevantes los planes de expansión del sector eléctrico, tema que es evaluado periódicamente por el Consejo de Electrificación de América Central. El gráfico 29 muestra una comparación de las emisiones equivalentes de CO₂ en los países centroamericanos, evaluando 10 escenarios de expansión.

La biomasa como fuente energética es otra de las oportunidades identificadas en la subregión y ha sido utilizada por varios países especialmente bajo el concepto de cogeneración en ingenios azucareros. Como fuente de producción de biocombustibles hay un gran potencial, sin embargo la mayor parte de los países todavía discuten las políticas para asegurar que no existan efectos nocivos en uso del suelo, ni tampoco una competencia dañina para la producción agroalimentaria.

RECUADRO 4
CENTROAMÉRICA Y BELICE: AFECTACIÓN DEL RÉGIMEN DE LLUVIAS
DE ACUERDO CON EL ESCENARIO A2 Y A LOS MODELOS DEL IPCC

En el marco del proyecto “La economía del cambio climático en Centroamérica” (Proyecto ECCCA), llevado a cabo por la CEPAL entre 2009 y 2011, las evaluaciones de impacto del cambio climático en la producción de hidroelectricidad en dos plantas de primera importancia de la subregión: Cerrón Grande en El Salvador (173 MW), que utiliza las aguas del río Lempa, y Chixoy en Guatemala (300 MW), que utiliza las aguas del río del mismo nombre. El río Lempa drena hacia el Océano Pacífico, conformando una cuenca trinacional (El Salvador, Guatemala y Honduras, con la mayor porción en el primer país), mientras el río Chixoy es afluente del río Usumacinta (binacional Guatemala-México) y drena hacia el Golfo de México, lo cual asegura resultados en ambientes y climas diferentes.

El análisis de la información cartográfica, meteorológica e hidrológica de ambas cuencas, así como la simulación de la operación de las dos hidroeléctricas permite estimar el efecto del cambio climático sobre la generación de energía, a partir de escenarios representativos (del Panel Intergubernamental del Cambio Climático, IPCC) utilizados en los estudios del proyecto ECCCA.

Las evaluaciones requirieron la elaboración de modelos para la estimar la variación precipitación-altura, temperatura-elevación, rendimiento específico en cada estación ($m^3/s/km^2$), evaporación mensual en los sitios de los embalses y producción de energía a partir del caudal turbinado. Las series de caudales disponibles, se completaron a series de 40 años (1970 – 2009), por medio de correlaciones entre las series de caudales mensuales.

La simulación de caudales comprende la estimación de caudales mediante el balance de cada cuenca. Para la simulación de los caudales, se utilizó el programa *Water and Power Potential* (WAPPO, por sus siglas en inglés), que utiliza funciones de los principales parámetros del ciclo hidrológico con la elevación. Los parámetros del ciclo hidrológico tienen una buena correlación con la elevación debido a que en primera instancia la lluvia muestra una fuerte influencia de la orografía en la mayor parte de las regiones del planeta. La temperatura que determina en gran medida las pérdidas por evapotranspiración también depende de la elevación para regiones en particular

La información geomorfológica que comprende áreas y elevación media de subcuencas fue obtenida con ayuda de un modelo de elevación digital, conformando una red de drenaje de alrededor de 1000 elementos (subcuencas) en cada caso, para las cuales se calcularon datos promedio de elevación, precipitación y temperatura, que fueron parte de los insumos del modelo WAPPO.

La simulación de las cuencas se desarrolló, estableciendo la mejor relación entre la precipitación y la elevación para las condiciones de temperatura y de geomorfología de las cuencas y considerando ajustes por evapotranspiración,

Se evaluaron los escenarios B2 y A2 del IPCC y el promedio de los resultados de tres modelos de circulación general de la atmosfera utilizados en el proyecto ECCCA. El escenario A2 es el más severo, con un mayor incremento de la temperatura y una disminución sustancial de la lluvia con el tiempo, mientras el escenario B2 muestra una disminución menor de la lluvia y un incremento menor de la temperatura.

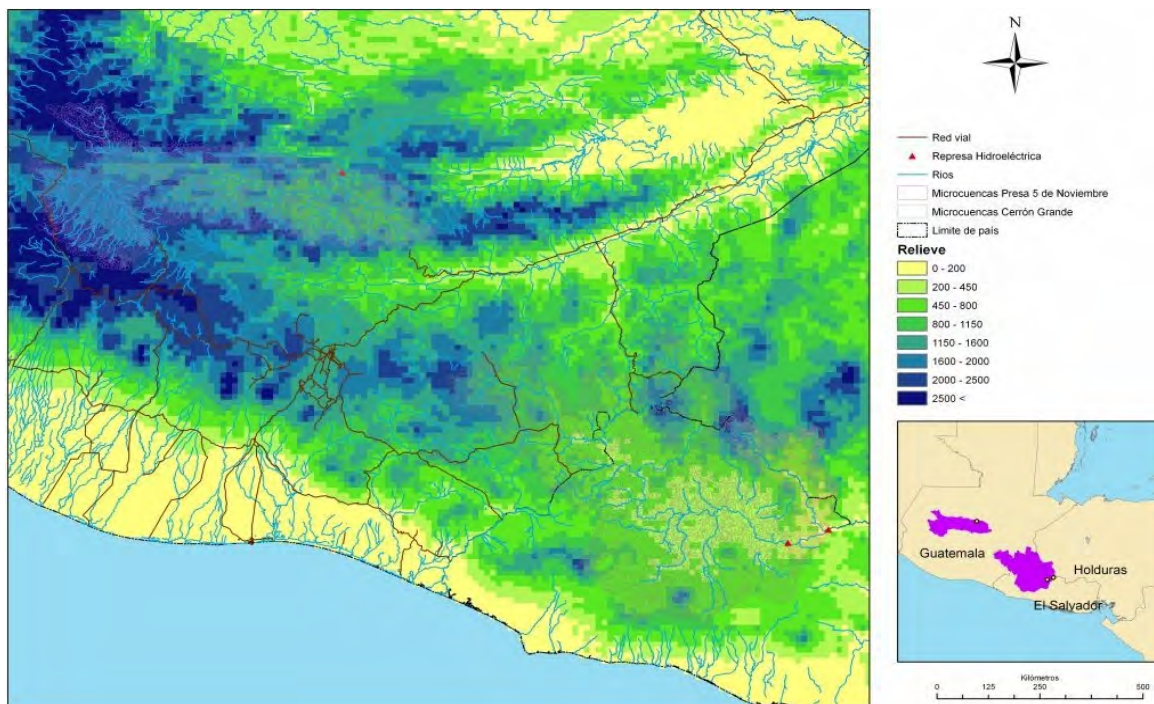
Los modelos meteorológicos desarrollados de acuerdo a los escenarios y modelos adoptados se aplicaron al modelo de la cuenca para obtener los caudales para cada año futuro simulado. Los caudales anuales obtenidos se muestran en el siguiente cuadro. En general se observa una disminución en el caudal medio anual para el período 2020 – 2095, con respecto al promedio histórico. La mayor disminución se espera con el escenario A2 con una disminución del caudal aproximadamente tres veces mayor a la disminución en el escenario B2. Como observado con la precipitación, el caudal aumenta inicialmente con el B2 y el impacto es menor hasta las últimas décadas del siglo. Con el A2, la reducción es marcada desde las primeras décadas de la simulación.

Resultados de las simulaciones de los escenarios de cambio climático B2 y A2
(Período histórico de referencia 1980–2000)

Período/año	Caudal Medio Anual (m ³ /s)			
	Lempa		Chixoy	
	Escenario del IPCC			
	B2	A2	B2	A2
Promedio Histórico	107.9	107.9	54.99	54.99
2020	112.88	86.55	57	40.7
2030	111.39	73.3	54.18	33.82
2050	105.37	66.85	51.79	28.76
2070	108.05	48.75	46.92	16.39
2095	91.58	32.76	39.79	9.22

Para la simulación de la operación de la hidroeléctricas se tuvieron en cuenta las principales algunas reglas de operación (cotas máxima y mínima de los embalses, se trata de llegar a la cota mínima al final del estiaje y llenar los embalses en los meses de aportes máximos, se deben de reducir al mínimo los vertidos y se respetan los límite de caudal turbinado). Lo anterior permite obtener estimaciones sobre los impactos en la producción hidroeléctrica en las dos centrales referidas. Traducido a energía implica una reducción del 17% y 26% en la producción de hidroelectricidad, hacia el fin del período, para las dos hidroeléctricas en referencia y el escenario B2. En el escenario A2 los impactos sumamente más drásticos.

Esta evaluación constituye posiblemente la primera en su género sobre el impacto del cambio climático en centrales hidroeléctricas de países latinoamericanos, constituyendo por tanto uno de los resultados más relevantes del proyecto ECCCA. La metodología propuesta en este estudio ha sido el punto de partida de varias iniciativas y proyectos sobre esta temática en Latinoamérica, que se han iniciado durante 2011.

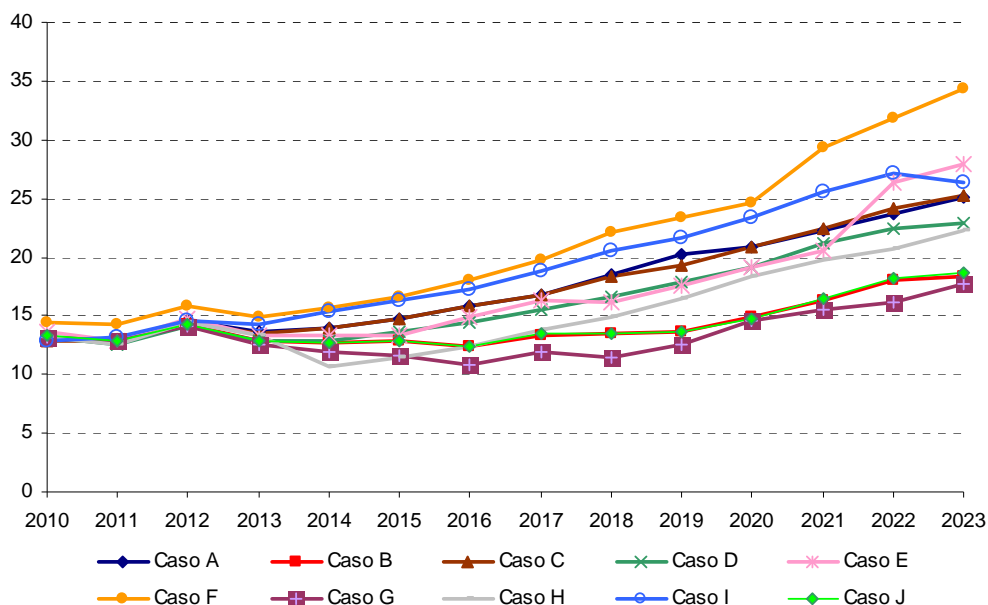


Fuente: Centro Agronómico Tropical de Investigación y Enseñanza (CATIE).

Fuente: López (2010).

GRÁFICO 29
CENTROAMÉRICA: COMPARACIÓN DE LAS EMISIONES DE CO2 EQUIVALENTES
PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE EXPANSIÓN DE LA PRODUCCIÓN
DE ELECTRICIDAD, 2010-2023

Emisiones equivalentes de CO2 (miles de toneladas)



Fuente: CEAC, 2009.

En el sector transporte también hay un gran potencial para la reducción de las emisiones, sin embargo aun puede considerarse como poco lo realizado hasta la fecha. En su mayor parte los países se encuentran ejecutando y/o promoviendo proyectos para mejorar el transporte público. De igual forma han surgido proyectos ambiciosos como lo son un metro en la ciudad de Panamá y un tren eléctrico en Costa Rica, ambos tendrán gran impacto en la reducción de emisiones GEI.

En el presente documento se evalúan opciones de mitigación específicas para reducir la demanda de electricidad por medio de nuevas tecnologías de iluminación y refrigeradores eficientes. A continuación se presentan los casos analizados.

1. Mitigación en el consumo eléctrico residencial

El sector residencial tiene poca participación en el inventarios de emisiones, sin embargo existe potencial de reducción relacionado con la eficiencia energética, mediante el uso de equipos con tecnología de alta eficiencia, sobre todo para el caso de los electrodomésticos y refrigeración, así como por la sustitución de luminarias incandescentes por fluorescentes compactas, el aislamiento térmico en techos y el uso de materiales aislantes en paredes, el diseño bioclimático en la construcción de nuevas viviendas, entre otros.

Para este estudio se analizaron dos opciones de mitigación: refrigeración eficiente e iluminación eficiente.

a) Refrigeración eficiente

En este escenario de mitigación se considera la sustitución gradual de los refrigeradores de alto consumo de energía por equipos eficientes, cuya intensidad energética es 50% la intensidad energética de los equipos ineficientes. Para evaluar este escenario, se consideró un refrigerador por hogar, una vida útil de 30 años para los refrigeradores viejos y un costo de 100 dólares. Para los refrigeradores nuevos una vida útil de 20 años y un costo de 260 dólares,

Para el costo variable de generación eléctrica se tomaron los siguientes valores:

- Cogeneradores: 50 USD por MWh con una tasa de crecimiento de 1%.
- Grupos Electrógenos: 70 USD por MWh con una tasa de crecimiento de 2,6%.
- Carboeléctricas: 60 USD por MWh con una tasa de crecimiento de 2,6%.
- Turbogases: 80 USD por MWh con una tasa de crecimiento de 2,6%.
- Ciclos combinados 65 USD por MWh con una tasa de crecimiento de 2,6%.

i) **Refrigeración eficiente, caso A.** Este caso se dividió en dos etapas: en la primera etapa se prevé para el año 2025, la sustitución del 50% de los refrigeradores ineficientes en el área urbana y la reducción del 40% de los refrigeradores ineficientes en el área rural. En la segunda etapa se prevé para 2035, en el área urbana y rural, reducir a 10% los refrigeradores ineficientes. Con lo cual durante el período 2007–2100 se evitaría la emisión de 185,2 millones de toneladas de CO₂ equivalente con costos y beneficios acumulados que varían de acuerdo a la tasa de rentabilidad elegida. Para el caso de los costos, éstos varían de 586 a 11.298 millones de dólares, mientras que los beneficios para las centrales eléctricas oscilan en el rango de menos 1.986 a menos 92.188 millones de dólares de acuerdo a las tasa de descuento analizadas (véase el cuadro 35).

CUADRO 35
CENTROAMÉRICA Y BELICE: REFRIGERACIÓN EFICIENTE (A)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE
(En millones de dólares de 2000)

Tasa de descuento	Costo viviendas	Beneficio centrales eléctricas	Valor presente neto
0,5%	11.298,40	-92.187,90	-80.889,50
2%	5.078,71	-34.370,28	-29.291,57
4%	2.096,97	-10.929,46	-8.832,48
8%	585,87	-1.986,66	-1.400,79

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

La mayor reducción de emisiones se concentraría en Honduras 23,8% del total, seguido de Guatemala 19,5%, Panamá 16,9%, Nicaragua 15%, Costa Rica 12,3%, El Salvador 10,9% y Belice 1,5%, (véase el cuadro 36).

CUADRO 36
CENTROAMÉRICA Y BELICE: REFRIGERACIÓN EFICIENTE (A)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE

	GEI evitados (Ton CO ₂ eq)	Valor presente neto (Millón de dólares de 2000)			
		0,5%	2%	4%	8%
Total	185.190.130	-80.889,50	-29.291,57	-8.832,48	-1.400,79
Centroamérica	182.351.946	-80.610,57	-29.168,96	-8.783,30	-1.387,49
Costa Rica	22.824.886	-8.925,90	-3.347,70	-1.075,81	-194,71
El Salvador	20.176.603	-6.449,67	-2.325,34	-686,14	-96,33
Guatemala	36.066.323	-31.317,00	-11.135,54	-3.253,52	-477,71
Honduras	44.157.923	-12.116,03	-4.500,31	-1.421,87	-256,72
Nicaragua	27.785.963	-8.234,51	-2.792,03	-740,84	-83,51
Panamá	31.340.247	-13.567,46	-5.068,04	-1.605,12	-278,51
Belice	2.838.183	-278,94	-122,61	-49,19	-13,30

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

ii) Refrigeración eficiente, caso B. Este escenario al igual que el anterior se dividió en dos etapas, pero en la primera etapa se prevé para el año 2025, la sustitución del 75% de los refrigeradores ineficientes en el área urbana y la reducción del 80% de los refrigeradores ineficientes en el área rural. En la segunda fase se prevé para el año 2035 reducir a 10% los refrigeradores ineficientes tanto en el área urbana como rural. Con lo cual durante el período 2007-2100 se evitaría la emisión de 189,6 millones de toneladas de CO₂ equivalente con costos y beneficios acumulados que, en el caso de los costos oscila en el rango de 695 a 11.619 millones de dólares y en el caso de los beneficios para las centrales eléctricas el rango es de menos 2.214 a menos 92.912 millones de dólares de acuerdo a las tasa de descuento analizadas (véase el cuadro 37).

CUADRO 37
CENTROAMÉRICA Y BELICE: REFRIGERACIÓN EFICIENTE (B)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE
(En millones de dólares de 2000)

Tasa de descuento	Costo viviendas	Beneficio centrales eléctricas	Valor presente neto
0.5%	11.619,30	-92.912,30	-81.293,00
2%	5.332,16	-34.933,72	-29.601,56
4%	2.284,97	-11.338,83	-9.053,86
8%	694,88	-2.214,39	-1.519,52

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

Por país la tendencia de la reducción de emisiones sería similar a la del escenario anterior, Honduras 23,7%, Guatemala 19,4%, Panamá 17,1%, Nicaragua 14,9%, Costa Rica 12,4%, El Salvador 10,9% y Belice 1,5% (véase el cuadro 38).

CUADRO 38
CENTROAMÉRICA Y BELICE: REFRIGERACIÓN EFICIENTE (B)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE
(En millones de dólares de 2000)

	GEI evitados	Valor presente neto (<i>Millón de dólares de 2000</i>)			
	<i>(Ton CO₂ eq)</i>	0,5%	2%	4%	8%
Total	189.559.125	-81.293,00	-29.601,56	-9.053,86	-1.519,52
Centroamérica	186.663.302	-81.010,27	-29.475,69	-9.002,04	-1.504,49
Costa Rica	23.599.265	-8.990,98	-3.397,56	-1.111,27	-213,54
El Salvador	20.596.730	-6.467,50	-2.338,41	-694,84	-100,26
Guatemala	36.851.210	-31.453,00	-11.239,91	-3.327,98	-517,58
Honduras	45.008.003	-12.194,15	-4.561,02	-1.465,90	-281,07
Nicaragua	28.265.893	-8.254,74	-2.807,92	-752,51	-90,11
Panamá	32.342.200	-13.649,90	-5.130,87	-1.649,54	-301,93
Belice	2.895.823	-282,73	-125,87	-51,82	-15,02

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

b) Iluminación eficiente

Considera la sustitución gradual de focos ineficientes por focos eficientes, los cuales tienen 50% la intensidad energética de los focos ineficientes. Se consideró para Belice, Costa Rica y Panamá 8 focos por vivienda y para El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua 6 focos por vivienda. Se consideró también para los focos ineficientes (incandescentes) un costo de 0,90 dólares, una vida útil de un año (0,45 dólares y medio año) y para los focos eficientes (fluorescentes), un costo de 3 dólares y una vida útil de seis años.

i) Iluminación eficiente, caso A. Se considera que para el año 2035, Belice, Costa Rica y Panamá sustituyan el 40% de los focos y que en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua se sustituya el 35% de los focos ineficientes. Con lo cual durante el período 2007-2100, se evitaría la emisión de 92,8 millones de toneladas de CO₂ equivalente, con costos y beneficios acumulados que, en el caso de los costos oscilan en el rango de menos 41,94 a menos 702,87 millones de dólares, y los beneficios para las centrales eléctricas en el rango de menos 991,88 a menos 42.793,56 millones de dólares, de acuerdo a las tasa de descuento analizadas (véase el cuadro 39).

CUADRO 39
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ILUMINACIÓN EFICIENTE (A)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE
(En millones de dólares de 2000)

Tasa de descuento (%)	Costo viviendas	Beneficio centrales eléctricas	Valor presente neto
0,5	-702,87	-42.793,56	-43.496,43
2	-324,12	-16.147,81	-16.471,93
4	-139,19	-5.239,98	-5.379,17
8	-41,94	-991,88	-1.033,81

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

La mayor reducción de emisiones se concentraría en Panamá 38%, seguido de Honduras 21,3%, Nicaragua 13,8%, Guatemala 11,4%, Costa Rica 8,2%, El Salvador 6,1% y Belice 1,1% (véase el cuadro 40).

CUADRO 40
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ILUMINACIÓN EFICIENTE (A)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE

	GEI evitados (Ton CO ₂ eq)	VPN (Millón de dólares de 2000)			
		0,5%	2%	4%	8%
Total	92.847.128	-43.496,43	-16.471,93	-5.379,17	-1.033,81
Centroamérica	91.830.911	-43.346,89	-16.405,23	-5.351,83	-1.026,13
Costa Rica	7.621.035	-3.553,83	-1.402,52	-493,01	-111,03
El Salvador	5.691.107	-2.263,01	-876,96	-296,95	-61,59
Guatemala	10.620.243	-10.613,35	-3.957,96	-1.264,66	-235,50
Honduras	19.794.207	-6.141,91	-2.335,84	-768,36	-151,39
Nicaragua	12.858.780	-4.200,64	-1.520,02	-460,45	-78,25
Panamá	35.245.540	-16.574,14	-6.311,93	-2.068,40	-388,36
Belice	1.016.217	-149,54	-66,70	-27,34	-7,68

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

ii) Iluminación eficiente, caso B. Considera que para el año 2025 en todos los países se sustituya el 90% de los focos ineficientes y para 2035 se alcance la sustitución total, con lo cual durante el período 2007-2100, se evitaría la emisión de 256,6 millones de toneladas de CO₂ equivalente, con costos y beneficios acumulados, para el caso de los costos el rango oscila de menos 136 a menos 1.997 millones de dólares y en el caso de los beneficios para las centrales eléctricas de menos 2.954 a menos 117.398 millones de dólares de acuerdo a las tasa de descuento analizadas (véase el cuadro 41).

CUADRO 41
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ILUMINACIÓN EFICIENTE (B)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE

(En millones de dólares de 2000)

Tasa de descuento (%)	Costo viviendas	Beneficio centrales eléctricas	Valor presente neto
0,5	-1.996,70	-117.397,51	-119.394,21
2	-940,29	-44.580,71	-45.520,99
4	-418,77	-14.706,88	-15.125,64
8	-136,36	-2.953,51	-3.089,86

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

La mayor reducción de emisiones se concentraría en Panamá 35%, seguido de Honduras 22,6%, Nicaragua 14,4%, Guatemala 12,7%, Costa Rica 7,7%, El Salvador 6,6% y Belice 1,0% (véase el cuadro 42).

CUADRO 42
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ILUMINACIÓN EFICIENTE (B)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE

	GEI evitados (Ton CO ₂ eq)	Valor presente neto (Millón de dólares de 2000)			
		0,5%	2%	4%	8%
Total	256.583.745	-119.394,21	-45.520,99	-15.125,64	-3.089,86
Centroamérica	253.962.555	-119.010,31	-45.346,29	-15.051,29	-3.067,07
Costa Rica	19.810.102	-9.066,85	-3.621,57	-1.307,00	-316,41
El Salvador	16.835.977	-6.591,24	-2.581,93	-895,28	-199,35
Guatemala	32.468.003	-31.901,51	-11.998,14	-3.914,09	-781,71
Honduras	58.108.967	-17.775,20	-6.837,14	-2.307,02	-491,39
Nicaragua	36.849.817	-12.004,99	-4.348,18	-1.329,88	-240,42
Panamá	89.889.690	-41.670,52	-15.959,32	-5.298,03	-1.037,79
Belice	2.621.190	-383,90	-174,70	-74,36	-22,80

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

2. Mitigación en el consumo eléctrico de los servicios de alumbrado público

El sector servicios públicos tiene muy poca participación en el inventario de emisiones, sin embargo los usos energéticos tienen alto impacto en los costos de los servicios (por ejemplo el bombeo de agua potable, disposición y descarga de aguas residuales, el alumbrado público, disposición de desechos sólidos, etc.). Se analizan a continuación dos casos de alumbrado público.

Actualmente el sistema de alumbrado público que predomina en los países de la subregión es el de vapor de sodio de alta presión, el cual tiene una potencia de 180 W, se estima que se utiliza diariamente durante diez horas, el sistema eficiente que se propone es el de diodos emisores de luz (LEDs), el cual tiene una potencia de 90 W.

Para este escenario se consideró que el número de luminarias del servicio público por país es el siguiente: Costa Rica 306.992, El Salvador 157.541, Guatemala 440.314, Honduras 190.125, Nicaragua 109.485, Panamá 182.798 y Belice: 36.097. Se tomaron los siguientes valores, para equipos ineficientes (Vapor de Sodio de Alta Presión): 170 dólares, vida útil de ocho años y para los equipos eficientes (Diodos emisores de luz LEDs): 310 dólares y una vida útil de 17 años.

a) Alumbrado público - caso A

Se considera que al año 2035 se sustituirá 25% de los sistemas (lámpara, balastro y luminaria) ineficientes por eficientes, con lo cual se evitaría la emisión de 3,3 millones de toneladas de CO₂ equivalente, con costos y beneficios acumulados que dependerán de la tasa de descuento que se elija. Para el caso de los costos el rango oscila de 2,26 a 26,07 millones de dólares, para el caso de los beneficios para las centrales eléctricas de menos 49,85 a menos 1.406 millones de dólares de acuerdo a las tasa de descuento analizadas (véase el cuadro 43).

La mayor reducción de emisiones se concentrará en Costa Rica 20,9%, seguido de Panamá 20,7%, Honduras 17,8%, Guatemala 14,9%, Nicaragua 12,9%, El Salvador 10,4% y Belice 2,4% (véase el cuadro 44).

CUADRO 43
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ALUMBRADO PÚBLICO EFICIENTE,
ESCENARIO (A) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE

(En millones de dólares de 2000)

Tasa de descuento	Costo alumbrado público	Beneficio centrales eléctricas	Valor presente neto
0,5%	26,07	-1.405,98	-1.379,91
2%	13,10	-565,95	-552,85
4%	6,30	-205,34	-199,05
8%	2,26	-49,85	-47,59

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

CUADRO 44
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ALUMBRADO PÚBLICO EFICIENTE, ESCENARIO (A)
VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE

	GEI evitados (Ton CO ₂ eq)	Valor presente neto (Millón de dólares de 2000)			
		0,5%	2%	4%	8%
Total	3.274.304	-1.379,91	-552,85	-199,05	-47,59
Centroamérica	3.194.371	-1.369,48	-547,86	-196,78	-46,82
Costa Rica	684.464	-290,17	-116,04	-41,80	-9,97
El Salvador	341.403	-118,94	-47,74	-17,07	-3,92
Guatemala	488.913	-402,79	-162,54	-59,39	-14,73
Honduras	581.240	-155,95	-63,45	-23,49	-5,99
Nicaragua	422.070	-120,11	-45,67	-15,18	-3,29
Panamá	676.280	-281,52	-112,42	-39,85	-8,92
Belice	79.933	-10,44	-4,99	-2,27	-0,77

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

b) Alumbrado público - caso B

Considera que al año 2025 se sustituya el 75% de los sistemas (lámpara, balastro y luminaria) ineficientes por eficientes y para el 2035 se sustituya el 95% de los sistemas ineficientes, con lo cual se evitará la emisión de 13,7 millones de toneladas de CO₂ equivalente, con costos y beneficios acumulados que dependerán de la tasa de descuento que se elija. Para el caso de los costos el rango oscila de 11,12 a 109,95 millones de dólares, para el caso de los beneficios para las centrales eléctricas es de menos 232,08 a menos 5.725,03 millones de dólares de acuerdo a las tasa de descuento analizadas (véase el cuadro 45).

CUADRO 45
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ALUMBRADO PÚBLICO EFICIENTE,
ESCENARIO (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE
(En millones de dólares de 2000)

Tasa de descuento (%)	Costo alumbrado público	Beneficio centrales eléctricas	Valor presente neto
0,5	109,95	-5.725,03	-5.615,08
2	56,95	-2.341,32	-2.284,37
4	28,63	-877,94	-849,31
8	11,12	-232,08	-220,96

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

Las reducciones serán muy similares a las del escenario anterior, Costa Rica 20,8%, seguido de Panamá 20,7%, Honduras 17,7%, Guatemala 15,1%, Nicaragua 12,8%, El Salvador 10,3% y Belice 2,5% (véase el cuadro 46).

CUADRO 46
CENTROAMÉRICA Y BELICE: ALUMBRADO PÚBLICO EFICIENTE,
ESCENARIO (B) VS ESCENARIO DE LÍNEA BASE
(En millones de dólares de 2000)

	GEI evitados (Ton CO ₂ eq)	Valor presente neto (Millón de dólares de 2000)			
		0,5%	2%	4%	8%
Total	13.693.838	-5.615,08	-2.284,37	-849,31	-220,96
Centroamérica	13.357.274	-5.571,50	-2.262,93	-839,11	-217,19
Costa Rica	2.853.814	-1.178,65	-478,21	-177,55	-45,85
El Salvador	1.416.140	-483,52	-196,85	-72,52	-18,06
Guatemala	2.068.293	-1.645,90	-675,48	-255,47	-69,14
Honduras	2.426.967	-636,13	-263,57	-101,22	-28,24
Nicaragua	1.757.250	-486,55	-187,68	-64,57	-15,47
Panamá	2.834.810	-1.140,76	-461,15	-167,78	-40,42
Belice	336.563	-43,58	-21,44	-10,20	-3,77

Fuente: Estimaciones CEPAL, sobre la base de los escenarios de cambio climático.

C. ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE GEI Y EL AUMENTO DE LA EFICIENCIA EN EL TRANSPORTE CENTROAMERICANO

EL Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, en su Tercer Informe de Evaluación 2001 (Mitigación), establece una serie de medidas para reducir las emisiones de GEI en el sector transporte, entre las cuales recomienda: a) estimular medidas para la mejora en la eficiencia energética de los vehículos; b) introducir combustibles alternativos (biocombustibles, hidrógeno, gas natural) para sustituir combustibles fósiles, y c) impulsar el uso de vehículos híbridos y eléctricos. Adicionalmente, existen otras alternativas que permiten reducir las emisiones de GEI provenientes del sector transporte como por ejemplo: impulso del teletrabajo (trabajo desde el hogar); optimización del sector transporte por medio de programación de horarios; modernización del sector transporte, e impulso del transporte colectivo.

Generalmente en los países de América Latina las políticas públicas referidas a la infraestructura y el transporte se han concebido en forma disociada, lo cual impide una provisión eficiente de bienes comunes y escasos de uso público. El transporte y las políticas conexas muchas veces se analizan e implementan de manera unimodal. La logística, en tanto, frecuentemente es pasada por alto en el planeamiento del transporte y la infraestructura (CEPAL, 2010). Se requiere cambiar el foco de las políticas de transporte con orientación unimodal y diseñar políticas integrales, en las que se considere tanto el transporte con una visión multimodal, como la infraestructura, los medios de transporte y las implicaciones energéticas y ambientales. En este contexto, el planeamiento debe retomar un papel central en las políticas públicas para así integrar la creación de infraestructura y el mejoramiento de los servicios de transporte sobre la base de un desarrollo sostenible. Sin embargo, se deben tener presente los obstáculos que frecuentemente enfrenta la implementación de políticas integrales de infraestructura, transporte y logística: falta de capacidad de las instituciones públicas para enfrentar esta tarea, escaso conocimiento sobre el tema y exceso de simplificación en la visión y planificación a largo plazo en este campo (Pérez, Cipoletta y Sánchez, 2009).

Es necesaria una interacción continua entre las instituciones encargadas del transporte (infraestructura y logística) y las correspondientes en los sectores de energía y medio ambiente. Además del crecimiento del parque automotor, se deben analizar factores adicionales significativos como la edad de la flota, el mantenimiento inadecuado, la falta de tecnología para el control de emisiones, la calidad del combustible y la práctica de importar vehículos usados ineficientes. Las fuentes móviles son responsables de la mayor parte de la contaminación atmosférica en las áreas urbanas de la región. Por ejemplo, en el área metropolitana de San Salvador los autobuses y los camiones constituyen solamente un 10% de la flota, pero contribuyen con un 75% de las emisiones de PM10 provenientes del transporte (PNUMA, 2010).

En la Estrategia Energética Sustentable de Centroamérica 2020, aprobada en 2007, los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) establecen metas en cinco grandes áreas, entre ellas la de biocombustibles para transporte y cambio climático. También hay algún avance en el tema de armonización de las especificaciones de los derivados del petróleo utilizados en el transporte, sin embargo, un desafío pendiente en la región es la reducción de los niveles de azufre de los combustibles. Esto se traduciría de inmediato en un descenso de las emisiones de los vehículos actuales y sería un paso necesario para facilitar el uso de catalizadores mejorados, filtros y otras tecnologías que pueden eliminar la mayor parte de la contaminación provocada por los vehículos existentes que utilizan gasolina y diesel (PNUMA, 2007).

En el caso centroamericano, motivados por los impactos negativos derivados de los altos precios de los combustibles (en especial en el sexenio 2003-2008) los países impulsaron una serie de medidas para mejorar la eficiencia del transporte, por ejemplo, en lo relacionado a la movilidad de las personas, han impulsado proyectos par optimizar el transporte público y de esta forma privilegiar su uso sobre el transporte privado. El recuadro 5 muestra un resumen de los principales proyectos, de reciente inauguración o en etapas de desarrollo.

RECUADRO 5
CENTROAMÉRICA: INICIATIVAS RECIENTES PARA EL MEJORAMIENTO DEL
TRANSPORTE PÚBLICO EN LAS CIUDADES CAPITALES

En los últimos años en varias ciudades capitales se han llevado a cabo proyectos e iniciativas para modernizar los sistemas de transporte público urbano, los que tienen el objetivo de mejorar la calidad del aire y disminuir la congestión vehicular. A continuación se presenta una breve descripción de los principales proyectos. En el caso de Honuras no se tiene información de proyectos en este sector.

1) Costa Rica. Además de un programa amplio de reordenamiento de rutas en la zona metropolitana (que comprende las ciudades de San José, Heredia, Cartago y Alajuela), entre las medidas de ahorro energético destacan la reactivación del tren urbano de pasajeros, el cual inició operaciones en el segundo semestre de 2005, con servicios en un corredor de 13,9 kilómetros. Adicionalmente, el Instituto Costarricense de Ferrocarriles (Incofer) tiene programada la reactivación del tren interprovincial, tanto para carga como pasajeros, con la ruta Heredia – San José. Tienen en estudio un proyecto para la rehabilitación y operación del sistema ferroviario nacional de Costa Rica (manteniendo el derecho de vía para cualquier otra ampliación o modificación futura del ferrocarril) y el desarrollo de terminales logísticas conexas con el transporte a realizar, para construir, con base en el ferrocarril concedido, una cadena logística para el transporte y distribución nacional e internacional de mercancías con origen/destino Costa Rica y su comercio exterior (CNC, 2010).

2) El Salvador. Tienen contemplada el ordenamiento y modernización del transporte público por medio de un sistema similar al metrobús de Guatemala. La inversión en poner a funcionar el sistema de metrobús es de alrededor de 300 millones de dólares, cuyo financiamiento provendrá de una línea de crédito del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) de Brasil. La inversión es baja sobre todo si se compara con el gasto en subsidio al transporte.

3) Guatemala. En 2007 fue implementado el Transmetro, sistema de tránsito rápido de buses a partir de un sistema de Corredores Urbanos para la ciudad, con buses articulados, velocidad regulada, línea dedicada, seguridad interna y estaciones especiales que tienen un sistema de monitoreo por medio de un control central de supervisión por computadoras. Forma parte del Plan Maestro de Transporte Metropolitano que busca promover la reintegración social y urbana, mediante la interconectividad, la densificación del servicio público de transporte, considerando la seguridad, confort y reducción de los tiempos de desplazamiento. El proyecto ha continuado su desarrollo con la puesta en marcha de la modalidad de prepago.

4) Nicaragua. El Instituto Regulador del Transporte del Municipio de Managua (Irtramma) tenía contemplado realizar 2010 una licitación para la compra de 350 autobuses para transporte colectivo. El proyecto es financiado por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE). Adicionalmente, en el marco de un convenio de cooperación con la de la Federación Rusa, recibieron durante 2010 130 buses, cada uno con capacidad para 54 pasajeros y su motor es de 185 caballos de fuerza (La Prensa, 2010).

5) Panamá. Este país tiene los planes más ambiciosos para la modernización del transporte público en la ciudad de Panamá y su zona conurbana. A finales de octubre de 2010 la Secretaría del Metro anunció que un consorcio hispano brasileño obtuvo la mayor puntuación en la licitación para el diseño, construcción y puesta en marcha de la primera Línea del Metro de Panamá, obra que debe iniciar en enero del 2011 y concluir en diciembre del 2013. Se estima que esta obra tendrá un costo de alrededor de 450 millones de dólares. Además, durante 2010 tenían programada una licitación para la concesión de la construcción y operación de un metrobús, proyecto que constará de lo siguiente: a) Renovación de la flota (nuevos buses de alta capacidad, fabricados exclusivamente para traslado de pasajeros que dispondrán de sistema de aire acondicionado. Y dispondrán de asientos cómodos y puestos reservados para la tercera edad y embarazadas, y acceso para discapacitados); b) Capacitación técnica de conductores (tendrán sueldo fijo competitivo, horarios establecidos y seguro social); c) Pasaje único (el usuario pagará una sola vez de ida y una sola vez de vuelta su pasaje y podrá hacerlo a través de tarjetas recargables), y d) Reorganización de rutas (será eficiente en cuanto a los recorridos).

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con una revisión de experiencias internacionales, así como de las medidas e iniciativas (proyectos en ejecución, estudio o discusión) que han tomado los países de la región, a continuación se presentan opciones viables en materia de transporte y cambio climático. Estas opciones muestran que los países debe avanzar simultáneamente en diversos frentes: i) establecer políticas que contribuyan a disminuir la demanda de transporte (por ejemplo, crear centros urbanos diversificados o favorecer el trabajo a distancia); ii) privilegiar los modos de transporte menos contaminantes y más eficientes desde el punto de vista energético; iii) reducir los efectos ambientales del transporte mediante la aplicación de nuevas tecnologías, el uso de combustibles bajos en carbono y renovables (biocombustibles), y la incorporación de sistemas inteligentes de transporte para optimizar las rutas, entre otras medidas, y iv) revisar y eliminar los subsidios a los modos de transporte más contaminantes con el propósito de incentivar la eficiencia y la adopción de sistemas de transporte sostenibles (CEPAL, 2010).

1. Normas para la importación de vehículos

Se deben definir normas que fijen los rendimientos mínimos deseados de los vehículos importados y un sistema de penalidades o multas que se apliquen cuando no se logre alcanzar estos niveles, incluyendo en este esquema a la importación de autos usados.

La fijación de estas normas, debe ir de la mano con el establecimiento de las especificaciones requeridas por los fabricantes con el fin de garantizar los rendimientos ofrecidos.

Igualmente, es conveniente que se cuente con la infraestructura requerida para poder verificar los niveles de eficiencia ofrecidos por los fabricantes o que en su defecto se adopten los estándares definidos por alguna de las regiones desde donde proceden las principales importaciones de vehículos de la región.

2. Modernización del sector transporte

Cuando los automóviles viajan a velocidades muy bajas, aumentan las emisiones de GEI, en este sentido, es de esperar que si se moderniza el sector transporte como un todo, de tal forma que el tránsito vehicular sea más fluido, será posible reducir las emisiones de GEI asociadas.

A continuación se describen las principales medidas que se han tomado en otros países y que podrían implementarse para optimizar el sector transporte centroamericano.

a) Opciones a corto plazo para agilizar el tráfico

i) Ordenamiento vial y mejoras urbanas. En este aspecto, es conveniente iniciar con una priorización de las vías en donde se establezcan las rutas o carriles principales para el transporte público, automóviles y transporte de carga.

La planificación urbana desempeñará un papel de vital importancia en este aspecto. Deben establecerse planes reguladores que eviten la instalación de industrias o comercios dentro de áreas urbanas con el fin de evitar que los equipos de transporte de carga interfieran con el transporte colectivo e individual que de una u otra forma provoquen una reducción de la eficiencia.

La ubicación de los centros de enseñanza deberá considerar la cercanía con los centros urbanos para que los estudiantes puedan acceder a las instalaciones educativas incluso sin recurrir a transporte motorizado.

Se debe desestimular la práctica de mantener en circulación a los vehículos de transporte público personalizado (taxis) que están buscando posibles clientes y recurrir a más estaciones en donde este tipo de servicio sea solicitado vía teléfono.

Por otro lado, sería útil establecer un estricto control con grúas en aquellos sitios en donde el aparcamiento reduce la fluidez del tránsito tanto de carga como de pasajeros y fortalecer la educación vial con el fin de que los conductores comprendan su responsabilidad de optimizar la utilización de las carreteras.

De la misma forma, se deben establecer velocidad mínimas de circulación en autopistas con el objetivo de evitar que camiones sobrecargados reduzcan la fluidez de las vías.

ii) Zonas y horarios para carga y descarga en los centros urbanos. Las operaciones de carga y descarga de mercaderías reducen la cantidad de carriles disponibles para el tránsito normal. Es por esta razón que es imprescindible establecer horarios adecuados de carga y descarga en aquellas zonas en donde haya interferencia con el tránsito de pasajeros para mantener fluidez en la circulación, sobre todo en las horas de mayor demanda de transporte de pasajeros.

La misma medida debe ser considerada a la hora de establecer los horarios escolares y laborales, sobre todo en lo que respecta a los servicios públicos, en este sentido sería positivo establecer oficinas descentralizadas en donde sea posible realizar trámites correspondientes a diferentes entidades gubernamentales.

Por último, se debe regular el horario de los servicios prestados por el municipio, tales como, la recolección de basura y la reparación de carreteras, además debe existir una coordinación entre las diferentes entidades prestadoras de servicios (agua, teléfono, electricidad, etc.)

iii) Arreglo de horarios. Es factible establecer ciertas labores a los empleados que puedan ser realizadas desde el hogar, por ejemplo, revisión de correos electrónicos, preparación de informes o estudios, etc., con lo cual el trabajador podría trasladarse a su lugar de trabajo en horas fuera de las pico, permitiendo reducir el tiempo de traslado y el consumo de combustible.

iv) Trabajo desde el hogar. Las condiciones de infraestructura electrónica existentes en las ciudades centroamericanas permitirían impulsar la modalidad de trabajo desde el hogar en el corto plazo.

b) Opciones a mediano plazo

i) Modernización del sistema de peajes. La instalación de peajes automáticos o incluso la eliminación de aquellos que no generan ingresos representativos es una opción que debe ser considerada.

Algunos países inclusive han eliminado el concepto del cobro de peajes en carreteras y han recargado en costo del mantenimiento en el precio de los combustibles.

ii) Semáforos inteligentes. Existe suficiente capacidad tecnológica en la región que permita la instalación de semáforos operados remotamente con alarmas de proximidad que indiquen a un centro de control la necesidad de activar un semáforo específico.

iii) Eliminación de restricciones viales. Muchas carreteras fueron diseñadas para un tráfico vehicular muy por debajo del que se presenta en la actualidad por lo que poseen puentes de un solo carril. Este tipo de restricciones deben ser eliminadas para adecuar las carreteras a las necesidades actuales.

iv) Sustitución de paradas de autobuses dentro de la ciudad por rutas intersectoriales. Los autobuses estacionados representan obstáculos que impiden aprovechar adecuadamente las vías de transporte terrestre. Ante esta situación, es preferible que los mismos no se detengan en paradas finales a no ser que estén debidamente diseñadas. Es conveniente además instalar estaciones sectoriales que concentren el tráfico del transporte colectivo de un determinado sector de la ciudad y establecer rutas entre estas estaciones.

v) Introducción de autobuses de alta capacidad articulados.⁴² Existen autobuses articulados con una capacidad superior a los 90 pasajeros que permitirían reducir el consumo de combustible y por tanto las emisiones de GEI asociadas. Estos equipos, sin embargo, requieren de una adecuada selección de las rutas para circular sin afectar el tránsito convencional y con el adecuado espacio para maniobrar.

Por lo tanto, es conveniente destinar carriles y rutas exclusivas para este tipo de autobuses que agilicen su paso y genere beneficios suficientes para que los usuarios se vean motivados a su uso.

Se requiere que este sistema esté debidamente complementado con los otros sistemas de transporte, de tal forma que los autobuses convencionales coincidan en las estaciones con los articulados para evitar el traslado de los usuarios.

Adicionalmente, deben existir parqueos que faciliten el uso de este sistema a aquellas personas que se trasladan utilizando su propio vehículo hasta las estaciones de los buses articulados.

c) **Opciones a largo plazo**

i) Metro en las ciudades metropolitanas. Constituye un sistema de transporte público tipo tren pesado que sirve a extensas áreas de los grandes conglomerados urbanos. Por requerir de significativas inversiones, su construcción generalmente es decidida por los gobiernos centrales y su operación y explotación es confiada a un organismo público descentralizado. El éxito del sistema radica en la capacidad de movilizar grandes cantidades de personas y en la conformación de redes que permitan la cobertura y enlace de los puntos que requieren mayor movimiento de personas. Durante 2010 se ha iniciado el primer proceso de licitación para la construcción del primer metro en Centroamérica (en la ciudad de Panamá).

ii) Utilización de trenes tanto para el transporte de carga como de pasajeros. Existen más de 500 mil personas viviendo en un país de la región centroamericana distinto a su país de nacimiento. Considerando que estas personas viajaran dos veces al año en un traslado ida y regreso, se tendría que el mercado potencial para un tren regional sería superior a los 2 millones por año. Ante esta situación, se debe promover el uso del transporte eléctrico colectivo únicamente hasta que se cuente con la suficiente disponibilidad de generación eléctrica a base de fuentes no fósiles de energía.

Con respecto al transporte de carga, la cantidad de furgones que mueven mercancías entre los países de Centroamérica superan los 900 camiones por día, mientras que se requieren más de 5 mil furgones para transportar las cargas desde y hacia los puertos de la región. El transporte de estas

⁴² Esta opción fue introducida en la ciudad de Guatemala y está siendo estudiada por la municipalidad de San Salvador.

mercaderías podría realizarse mediante el uso de trenes eléctricos que circulen fuera del horario pico de demanda, permitiendo obtener ahorros equivalentes al 1% del consumo regional de diesel en el sector transporte.

Adicionalmente, al retirar los camiones de carga de las autopistas, estas serán más fluidas por lo que el consumo de combustibles del resto de vehículos sería también más bajo.

iii) Sistemas autónomos de transporte eléctrico de carga y pasajeros. La energía consumida por los equipos pesados como camiones de transporte, autobuses, maquinaria de construcción, etc., es muy alta, por lo que el número de baterías requeridas para optar por sistemas eléctricos autónomos es considerablemente mayor que con vehículos livianos.

Mientras el costo por kW de un vehículo con motor de combustión interna se reduce considerablemente con la potencia del motor, en los vehículos eléctricos el mayor costo corresponde a las baterías, por lo tanto, el precio de un vehículo es casi directamente proporcional con su potencia.

Lo anterior provoca un descenso en la competitividad de autobuses, camiones y otros equipos pesados que operen con electricidad con respecto a los convencionales que utilizan motores de combustión interna. Por esta razón, el desarrollo de este tipo de transporte es más limitado y no se visualiza un horizonte de tiempo que permita determinar cuándo estaría disponible esta tecnología, por lo que es preferible considerar otras opciones para reducir las emisiones de GEI asociados con el transporte colectivo y de carga.

3. Otras medidas

a) **Revisión de subsidios y política fiscal aplicada a los combustibles utilizados en el transporte**

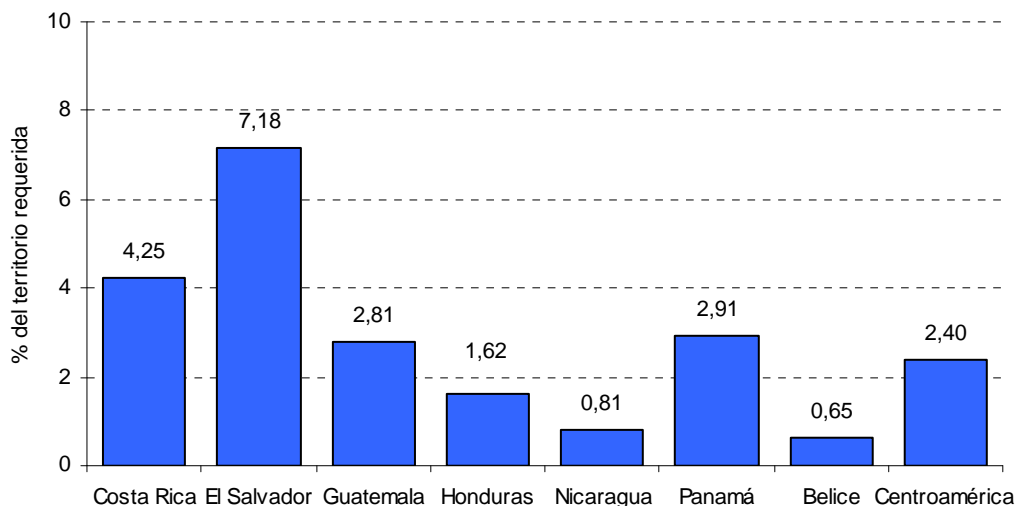
Tanto a nivel nacional como en el plano regional los países centroamericanos reconocen que son necesarias las medidas para mejorar la eficiencia en el suministro de los hidrocarburos y para fomentar su uso eficiente. Estudios recientes sobre los costos externos del transporte de carga y el efecto de congestión del transporte privado en vehículos livianos, aconsejan revisar los impuestos a los combustibles (incluidos los relacionados con los fondos viales para mantener las carreteras) con el fin de generar una mayor eficiencia en el transporte y financiar el mayor esfuerzo de inversión en infraestructura vial. Llama la atención que el impuesto a las gasolinas y el diesel en los países centroamericanos, todos importadores netos de productos petroleros, son sustancialmente menores que los existentes en países como Chile y Uruguay, que tampoco poseen petróleo pero cuya carga tributaria es al menos 60% superior a la de los países de la región (Bitrán, 2010).⁴³ La revisión y eliminación de los subsidios a los modos de transporte más contaminantes emitirá señales correctas a la economía para incentivar la eficiencia. Estas medidas deben ir acompañadas de políticas y acciones que favorezcan la adopción de sistemas de transporte sostenibles. Bajo ese concepto se internalizan los costos y beneficios sociales y ambientales de las decisiones.

⁴³ A finales de 2009, el impuesto a las gasolinas en los países centroamericanos fue en el rango de 22% al 33% del precio final de las gasolinas. En Chile fue de 43,6%. Es decir, los centroamericanos pagan entre la mitad y tres cuartas partes de impuestos por las gasolinas que los chilenos. En promedio los centroamericanos pagaron el 60% de impuestos por las gasolinas de lo que pagaron los chilenos.

b) Biocombustibles

Dadas las condiciones climáticas de la región centroamericana, existe un buen potencial para la obtención de etanol y biodiesel a partir de cultivos de caña de azúcar, aceite de palma y *Jatropha*. Sin embargo, existen aspectos técnicos y económicos que deben ser considerados al respecto. Por ejemplo, en el caso de Costa Rica, el gráfico 30 muestra que si este país dedicara un 5% de su territorio para la producción de biodiesel a partir de aceite de palma, sería posible sustituir el consumo de diesel por completo, incluyendo el utilizado en la generación de electricidad.

GRÁFICO 30
CENTROAMÉRICA Y BELICE: PORCENTAJE DEL TERRITORIO QUE DEBE SER
DEDICADO A LA PRODUCCIÓN DE ACEITE DE PALMA PARA SUSTITUIR
EL CONSUMO DE DIESEL



Fuente: Roldán, 2010.

Este porcentaje parece bajo, sin embargo, representa más de 250 mil hectáreas, lo que equivale en conjunto a las áreas sembradas de caña de azúcar, arroz y café en dicho país. A pesar de esto, es conveniente tomar en cuenta esta alternativa como una de las que presenta la mayor viabilidad para garantizar el suministro interno de la energía que requiere la región en los próximos 20 años. Guatemala y Nicaragua cuentan con más de 743 mil y 978 mil hectáreas aptas para el cultivo de palma africana. En El Salvador se estiman que existen más de 320 mil hectáreas de tierras ociosas que podrían dedicarse a la producción de *Jatropha* para la obtención de biodiesel. Honduras y Costa Rica por su parte podrían sembrar fácilmente más de 200 mil y 300 mil hectáreas de palma africana respectivamente.

Si bien existe cierta negativa a utilizar áreas aptas para la producción de alimentos en la obtención de biocombustibles, estudios relacionados con *Jatropha* (Roldán, 2009) han calculado el margen que podría obtener los agricultores que sembraran este producto en caso de poder vender el biodiesel producido al mismo precio del diesel, concluyendo que podría existir un margen adecuado para producir biodiesel a partir de *Jatropha*. Por lo anterior, es factible que con la implementación de planes estratégicos adecuados, sea factible utilizar biodiesel en Centroamérica para sustituir hasta un 20% de diesel en un horizonte de 8 años.

Con respecto al etanol (Figueroa, 2009), las áreas sembradas de caña de azúcar permitirían sustituir el 10% de las gasolinas en todos los países de la región. Sin embargo, para lograr esta meta se tendrían que utilizar parte de las exportaciones de azúcar, ya que la cantidad de melazas existentes no son suficientes para obtener el etanol requerido.

Por ejemplo, en el cuadro 47 se resumen las áreas sembradas y la producción potencial de etanol a partir de las melazas producidas en cada uno de los países centroamericanos en el año 2009. Tal y como se observa en este cuadro, la capacidad regional alcanza los 461 mil m³ al año, con lo que se lograría sustituir alrededor del 9% de las gasolinas.

CUADRO 47
CENTROAMÉRICA Y BELICE: CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ETANOL REGIONAL
A PARTIR DE MELAZAS

País	Área sembrada (ha) (2009)	Producción 2009-2010		Capacidad de producción de etanol a partir de melazas (miles de m ³)
		Azúcar (miles de TM)	Melaza (miles de m ³)	
Guatemala (1)	287.000	2.341	688,1	229,4
El Salvador	62.419	591	173,7	57,9
Honduras	77.484	432	126,9	42,3
Nicaragua (1)	54.128	545	160,3	53,4
Costa Rica	53.030	365	107,3	35,8
Panamá (1)	34.490	237	69,8	23,3
Belice	24.292	198	58,2	19,4
Total	592.843	4.710	1.384,3	461,5

Fuente: Roldán, 2010.

(1) Datos de áreas de 2008.

La mayor parte de las evaluaciones realizadas hasta la fecha muestran buenas perspectivas de los biocombustibles en la región, sin embargo debe referirse que también existen posiciones muy críticas. Por tal motivo los países deberán promover un debate amplio sobre los beneficios y las limitaciones de los biocombustibles. A este respecto debe mencionarse que en el seno del SICA ha sido presentada y discutida una iniciativa de estándares sociales y ambientales de los biocombustibles, los que tienen por objetivo facilitar el comercio local y regional, dentro de un marco sólido de normatividad y regulación para la producción sostenible de los bioenergéticos en la región (Pastor, 2010).

c) Gas natural

El uso del gas natural podría reducir la contaminación en las ciudades centroamericanas, por lo que es conveniente analizar la factibilidad técnica y económica de introducir este combustible para ser utilizado en el sector transporte (Dursbeck, 2001). Dadas las características propias del gas natural, su utilización en la sustitución de las gasolinas reduce las emisiones de GEI, pero esta disminución no es mayor al 12,5% ya que es un combustible fósil y por lo tanto su combustión también genera GEI. Sin embargo, debido a que no existen gasoductos que permitan importar el combustible, este debe ser importado en forma de líquido criogénico. Evaluaciones preliminares muestran que, en las condiciones actuales (2009), el costo equivalente del gas natural para los usuarios finales sin considerar impuestos, es de alrededor de 74,06 dólares por barril equivalente de gasolina, un valor muy competitivo si se considera que el costo promedio de la gasolina regular puesta en los tanques de los vehículos durante el año 2009, fue superior a 90 dólares por barril sin considerar impuestos (Roldán, 2010). Esta iniciativa requiere de

grandes inversiones y de políticas y estrategias de largo plazo para el sector transporte, por tanto no constituye una opción que pueda desarrollarse en el mediano plazo. Sin embargo, debe tenerse presente que el GNL si constituye una opción para la producción de electricidad, especialmente desde la óptica del mercado regional de América Central. En ese sentido, un primer proyecto de ciclos combinados a base de gas natural en la región podría ser la base para el inicio de la penetración de ese energético en otras ramas industriales y en el transporte automotor.

d) Resultados esperados de medidas recomendadas

La puesta en marcha de las medidas anteriores provocará efectos significativos, reduciendo la demanda de hidrocarburos y las emisiones de GEI asociadas. Dependiendo del tipo de medidas y de las inversiones realizadas hay estimaciones que el en 2030 se podría reducir en más de la mitad el consumo de combustibles respecto a un escenario *business as usual* que implique crecimientos del consumo de combustibles como los observados durante las últimas dos décadas (Roldán, 2010).

V. CONCLUSIONES

1. Conclusiones y observaciones

Las prospectivas sectoriales del sector energía constituyen ejercicios que ofrecen una visión generalmente de 15 a 30 años, abarcando lo que se conoce como largo plazo. En el caso centroamericano existen dos experiencias recientes: la Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020 (*Estrategia 2020*) y los estudios de planificación indicativa de la industria eléctrica el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Dichos estudios tienen como horizonte los años 2020 y 2023. Ambos se han tomado como base para analizar las líneas evolutivas del sector energético centroamericano hasta el año 2100.

En el período 2024-2100 se han considerado las bases de los estudios de la Economía del Cambio Climático en Centroamérica (tres escenarios macroeconómicos y un escenario de crecimiento de la población). Además se han tomado en cuenta las restricciones que enfrentarán los siete países de la subregión para satisfacer sus respectivos suministros de energía, en particular lo relacionado con el potencial identificado de las fuentes renovables de energía. A continuación se presentan las principales conclusiones, recomendaciones y reflexiones finales del estudio del sector energía.

a) Demanda de energía

i) Los crecimientos estimados para el consumo de energía en la región en el período 2010-2100 son de 2,6%, 3,2% y 3,9% respectivamente, para los tres escenarios macroeconómicos considerados en el estudio (bajo, medio y alto). En términos del consumo inicial (2010), al final del período la demanda de energía se triplica, quintuplica o se multiplica por 10 en cada uno de los tres escenarios en referencia.

ii) En términos per cápita, de un consumo inicial (2010) promedio en la subregión es 5,2 bep per cápita, al final del período (2100) dicho consumo se duplica, triplica o quintuplica en cada uno de los escenarios referidos. El menor ritmo de crecimiento del consumo energético per cápita en comparación con el PIB es el resultado de una reducción en los consumos de leña, una mayor utilización de energías modernas y mejoras tecnológicas que reducen la intensidad energética en todos los sectores de consumo.

iii) Comparando esos resultados con los consumos actuales de países desarrollados se encuentra que para el 2100 en el escenario base el consumo promedio per cápita de la subregión sería del orden del consumo actual de México, en tanto que en los escenarios base y alto se acercaría a los actualmente observados en los países de la Unión Europea.

iv) Por países las diferencias son muy marcadas. Por ejemplo, en el escenario base, al final del período de estudio, Belice, Panamá y Costa Rica tienen consumos per cápita entre dos y tres veces más altos que los otros países de la subregión, lo cual guarda concordancia con las diferencias del ingreso per cápita (que de acuerdo a los supuestos macroeconómicos se acrecentarán durante el período de estudio).

v) Los resultados obtenidos para las líneas evolutivas de Centroamérica pueden parecer conservadores, sin embargo están de acuerdo con respuestas de países de bajo ingreso, no productores de petróleo, y bajo condiciones —del mercado internacional— de no retorno a escenarios de precios bajos del energético en mención. El período estudiado es muy grande y deben esperarse cambios tecnológicos muy fuertes que posibilitaran la reducción sustancial de las demandas de energía.

vi) Son pocos pero significativos los cambios estimados en las demandas sectoriales. El sector residencial disminuye su participación como resultado de una menor utilización de la biomasa y un mayor uso de las energías modernas. También explica ese comportamiento la hipótesis de menores tasas de crecimiento demográfico. El sector transporte continua siendo el mayor usuario de energía, seguido del sector industrial y del subsector eléctrico.

b) Oferta de energía

i) Salvo reservas pequeñas en dos países, la subregión no cuenta con combustibles fósiles. La dependencia energética es una característica en el balance energético la cual se acentúa conforme empiezan a agotarse las fuentes autóctonas de energía. Este estudio muestra esa situación, especialmente a partir de la cuarta década del presente siglo.

ii) Las principales fuentes renovables de energía que poseen los países corresponden a la biomasa y los recursos hídricos y geotérmicos. El consumo de biomasa como fuente tradicional en los hogares se reduce drásticamente durante las primeras décadas del período de estudio, permaneciendo la utilización en procesos industriales de cogeneración. En los otros dos recursos (hídrico y geotérmico), se considera una expansión gradual hasta utilizar un porcentaje alto del potencial identificado (70% para el recurso hídrico y 100% para el geotérmico).

iii) Actualmente la biomasa es el segundo energético de mayor utilización en la región. El proceso de urbanización es un factor determinante en el consumo de energía y en la reducción de la dependencia de las fuentes tradicionales de energía como la leña y los residuos vegetales. La urbanización aumentará el grado de dependencia del consumo final de la electricidad y de los derivados de petróleo, estos últimos principalmente para satisfacer las necesidades de transporte terrestre de pasajeros y carga. Los supuestos básicos de esta evaluación consideran un proceso de urbanización creciente y mejoras en el ingreso de las familias, por lo cual la electricidad y los derivados de petróleo desplazan a la leña como principal componente del consumo final de energía. Por otra parte debe observarse que conforme las economías y la población de los países crezcan, existirán mayores limitaciones al uso del suelo y menores áreas de recolección de biomasa, por tanto esta tenderá a perder importancia. Este factor ha quedado reflejado en las líneas evolutivas de la demanda de energía estimadas en este estudio.

iv) En las actividades agrícolas y agroindustriales la biomasa continuará teniendo un lugar como recurso energético. En el caso de los biocombustibles, en la mayor parte de los países aun existen discusiones entorno a las políticas para su desarrollo sostenible, razón por la cual no han quedado referidos en forma implícita en esta evaluación.

v) La energía hidráulica constituye la fuente energética autóctona más importante para la generación de electricidad. La subregión cuenta con un potencial total de 22,000 MW, de los cuales hasta la fecha se han explotado sólo un 17%. Esta evaluación ha considerado una expansión fuerte durante las primeras décadas y más lenta a partir de la mitad del presente siglo, hasta llegar a un aprovechamiento del 50% del potencial hidroeléctrico identificado. Puede considerarse una posición conservadora, sin embargo debe tenerse en cuenta la creciente oposición a este tipo de desarrollos. Para tener una cifra más realista del potencial energético habría que excluir aquellos sitios que están dentro de reservas ecológicas o indígenas o que su acceso esté sujeto a otras restricciones, generalmente de carácter ambiental, o por limitaciones de uso territorial o por encontrarse en sitios muy alejados de las líneas de transmisión o distribución.

vi) La subregión cuenta con un potencial geotérmico estimado de alrededor de 3.000 MW de los cuales se han aprovechado apenas el 15%. Las consideraciones sobre las limitaciones y restricciones aplicables al desarrollo de la fuente hidráulica son extensibles a la geotermia. Por ejemplo en el caso de Costa Rica la mayor parte de sitios identificados enfrentan restricciones ambientales para su explotación. Salvo el caso del país referido, en esta evaluación se ha considerado que al final del período la utilización total del potencial geotérmico.

vii) La información del recurso eólico y solar es en general es incipiente. Existe una superficie significativa *on shore* con potencial eólico bueno o excelente, sin embargo una parte se encuentra en áreas excluidas por razones ambientales. La utilización comercial del viento se inició en la subregión a finales de la década anterior y tiene muy buenas expectativas para continuar su expansión. Se ha considerado una participación importante, pero conservadora. Igual criterio se ha considerado en el caso de la energía solar.

c) Costos del cambio climático en el sector energía

i) El recurso que se verá más afectado es el hídrico, tanto por una probable reducción de las precipitaciones, como por la mayor variabilidad de la lluvia. Los resultados de cuatro modelos regionales de clima y tres escenarios analizados permiten visualizar una tendencia a la reducción de las lluvias, con mayor afectación en los cinco países ubicados en la parte norte del istmo. De igual forma se visualiza que las reducciones se acentúan en la segunda mitad del presente siglo.

ii) Los reducciones del régimen de lluvias en todo el período van de muy severas (14% en promedio en el escenario A2); a moderadas (5% en el escenario A1B) y bajas (2% en el B1), con desviaciones significativas para los países ubicados más al norte. Los resultados son preocupantes, sin embargo no debe considerarse como concluyentes o definitivos, dado que no se el número de escenarios y modelos analizados no fue grande. Además, debe tenerse presente que en todo modelo de proyección la incertidumbre aumenta conforme se incrementa el plazo del pronóstico.

iii) Considerando el equipamiento propuesto en el segmento de la producción de electricidad y las proyecciones de la demanda de energía eléctrica, el costo del cambio climático en el escenario A1B (a valor presente del año 2000 y tasa de descuento del 8%) es del orden de 391 millones de dólares, cifra que sube a 68 millardos si se considera una tasa de descuento del 0,5%. Las cifras se triplican en el escenario A2.

iv) Los resultados anteriores no pueden considerarse como negativos para los desarrolladores de proyectos hidroeléctricos en el sentido que posible merma de los aportes hídricos no debe reducir los beneficios de los proyectos (téngase presente que para fines económicos la vida de una hidroeléctrica se considera de entre 30 y 40 años y para fines de evaluación financiera los períodos de repago son de entre ocho y 15 años).

v) Por el contrario, los temas de conservación de cuencas y manejo integrado de los hídricos si deben considerarse como prioritarios para enfrentar en mejor forma los peligros asociados a intensas lluvias y eventos meteorológicos extremos.

d) Opciones de mitigación

i) Las fuentes renovables de energía (FRE) tienen un alto potencial para la mitigación de GEI y reducción de la utilización de combustibles fósiles y las emisiones de GEI asociadas. Todos los países tienen identificadas sendas carteras de proyectos hidroeléctricos, de diferentes escalas. De igual forma son significativos los recursos eólicos y geotérmicos. Todos los planes nacionales de la industria eléctrica contemplan una mayor utilización de las FRE. De igual forma han sido importantes los incentivos que han dado todos los países para el desarrollo de las fuentes renovables de energía.

ii) Los países y los agentes económicos han percibido el valor de las FRE, siendo significativo el número de proyectos en construcción y en fases de viabilidad, así como la cartera de proyectos que han utilizado los mecanismos de desarrollo limpio.

iii) Lo anterior muestra un buen panorama para las FRE, sin embargo aun hacen falta otras acciones para garantizar la sostenibilidad del desarrollo de dichas fuentes. Por ejemplo es necesario facilitar el acceso de las FRE a las redes de baja tensión y buscar mecanismos financieros favorables agilizar el desarrollo de esos proyectos.

iv) Los programas de eficiencia energética también tienen un valor muy significativo para la mitigación de los GEI. Todos los países han emprendido este tipo de programas, especialmente en iluminación, y en algunos casos en refrigeración de ambientes en el sector comercial y el uso de motores eficientes en la industria. No existen cifras auditadas para tener certeza de los beneficios obtenidos a la fecha. Los casos analizados en este estudio (iluminación y refrigeradoras eficientes) muestran beneficios muy altos, tanto en la reducción de los GEI como en la relación beneficio/costo.

v) El transporte es el mayor consumidor de derivados del petróleo. Todos los países han aplicado medidas puntuales de eficiencia energética en este sector, generalmente dirigidas a aliviar el tráfico vehicular. Varios países han desarrollado o están promoviendo proyectos para modernizar el transporte público, sin embargo solamente existen evaluaciones parciales sobre el impacto que dichos proyectos tendrán en la reducción del consumo de combustibles y los GEI.

2. Recomendaciones y reflexiones finales

a) Esta evaluación presenta resultados interesantes para los países centroamericanos, dado que constituye el primer ejercicio preliminar de prospección de muy largo plazo (90 años). La evaluación permite obtener varias ideas sobre la problemática del suministro energético para los países de la subregión. La principal preocupación continuará siendo la dependencia energética externa, la cual se acrecienta en forma sostenida en todo el período de estudio. Por ejemplo, a nivel de consumo final, actualmente alrededor del 50% de la energía en la subregión tiene origen autóctono (biomasa e hidroelectricidad principalmente). Al final del período de estudio (2100) dicho indicador habrá caído al 20%. La situación mejorará en la medida que los países incorporen otros recursos autóctonos y tecnologías dentro de la matriz energética.

b) En el mediano y largo plazo (cinco y 15 años) el sendero de desarrollo energético ha sido señalado en la *Estrategia 2020* y en la planificación indicativa del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). No obstante las buenas perspectivas de corto plazo que actualmente se manifiestan en todos los países, el desarrollo de nuevos emprendimientos renovables enfrentan cada vez mayores obstáculos por parte de las comunidades y oposición de los grupos ambientalistas. Es conveniente ordenar

las discusiones en torno a un aprovechamiento integrado de los recursos naturales, valorizando los costos, beneficios y planes de mitigación de daños ambientales de cada alternativa.

c) En el muy largo plazo los recursos biomásicos y solares constituyen dos opciones que jugarán un papel muy importante. Las tecnologías modernas para el aprovechamiento de los residuos biomásicos en sistemas de aprovechamiento de calor y producción de electricidad (hasta ahora utilizado solamente por los ingenios azucareros) constituyen una opción de gran potencial en la región.

d) Los biocombustibles también tienen un gran potencial, sin embargo los países aun deben hacer esfuerzos para vencer los obstáculos que permitan su incorporación en los mercados nacionales (entre ellos el ordenamiento territorial para asegurar que no existan riesgos para la seguridad alimentaria ni en la reducción de la cobertura forestal). La conformación de cadenas sustentables de biocombustibles (producción, distribución, comercialización y consumo) requiere de un considerable esfuerzo, que, dependiendo a las características del sector agrícola y de la organización de la industria de los hidrocarburos, en algunos casos puede tener más complicaciones.

e) En el caso de la energía solar, actualmente está juega un papel pequeño utilizada directamente en el calentamiento de agua y como energía fotovoltaica en la energización de comunidades rurales. La energía solar concentrada podría ingresar comercialmente en la subregión a partir de la tercera década de este siglo. Indudablemente estas opciones tendrán un papel muy importante, tanto para el abastecimiento directo por parte de los usuarios, como para su comercialización en redes nacionales.

f) El potencial de incremento de la eficiencia energética en los países de la subregión es significativo y se puede concretar por medio de la adopción de patrones de uso más racionales y mejores tecnologías de conversión energética, traduciéndose en ventajas técnicas, económicas y ambientales. La eficiencia energética se asocia a la eficiencia económica e incluye cambios tecnológicos, económicos, institucionales y de comportamiento. Todos los países de la subregión reportan avances importantes, sin embargo aun se deben realizar esfuerzos para lograr la efectiva materialización y avance sustentable de los programas de ahorro y uso eficiente de energía. Quizás el principal obstáculo lo representan los niveles de subsidio y otras distorsiones existentes en algunos países. Adicionalmente se debe trabajar es la educación y difusión de de las posibilidades de acción, buscar esquemas de financiamiento de los proyectos y adaptar los marcos regulatorios existentes.

g) En el tema del transporte hay grandes desafíos. La institucionalidad del sector es débil. Existe poca información el sector transporte, los registros del parque automotor son incompletos, sin embargo se sabe que el crecimiento de dicho parque ha sido muy alto. Ningún país ha aplicado una política o regulación coherente para la modernización del parque automotor y la mejora de su rendimiento y emisiones. Tampoco en lo relacionado con la importación de autos usados. En la mayor parte de los países de la subregión no existe una vinculación formal y sólida entre las instituciones encargadas de los sectores de energía y transporte, para tratar asuntos relacionados con la eficiencia energética. No obstante lo anterior, todos los países reportan iniciativas interesantes para mejorar el transporte público y las vialidades en las zonas metropolitanas, la mayor parte de ellas impulsadas por las municipalidades de las ciudades capitales. En cuanto a las acciones regionales estas han intentado incidir en la oferta (los Ministerios de Energía han promovido iniciativas para mejorar las condiciones del suministro de hidrocarburos y armonizar las especificaciones de los combustibles). También existen acciones regionales para mejorar la infraestructura (carreteras y servicios aduanales) con el propósito de lograr un transporte de carga más eficiente.

h) En resumen, en materia de transporte y cambio climático la región debe avanzar simultáneamente en diversos frentes, entre ellos el establecimiento de políticas que contribuyan a disminuir la demanda de transporte y privilegien —como se ha empezado a hacer en las ciudades capitales de los países— los modos de transporte menos contaminantes y más eficientes desde el punto de vista energético. De igual forma se deberán continuar con las acciones e iniciativas que permitan reducir la emisión de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes (por ejemplo mediante el uso de biocombustibles y la incorporación de sistemas inteligentes de transporte para optimizar las rutas). Otro tema importante, que requerirá la discusión multisectorial y la armonización regional, es el relacionado con la revisión de las políticas de subsidios al transporte y a los productos derivados del petróleo, con el propósito de emitir señales correctas a la economía para incentivar la eficiencia y la adopción de sistemas de transporte sostenibles.

i) Los avances y la institucionalidad de la integración centroamericana constituyen sin lugar a dudas el mayor activo con que cuentan los países de la subregión para enfrentar el cambio climático. En el sector energético los objetivos y metas se encuentran bien definidos en la *Estrategia Energética Sustentable Centroamérica 2020*, la cual provee a los países de una visión común de desarrollo e integración energética, estableciendo metas para: i) reducir la dependencia de los hidrocarburos; ii) aumentar la participación de las fuentes renovables; iii) reducir la emisión de gases de efecto invernadero; iv) aumentar la cobertura de energía eléctrica, y v) incrementar la eficiencia en la oferta y demanda de energía. Los países han identificado e impulsan más de sesenta proyectos que se han agrupado dentro de la “Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético de Centroamérica”. A mediados de 2011 entrará en operación la red troncal del Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC), inversión cercana a los quinientos millones de dólares que permitirá la gradual consolidación de un mercado eléctrico regional de mayor escala, ofrecerá nuevas oportunidades para las fuentes renovables de energía.

j) Durante la Cumbre Extraordinaria de los países del SICA, celebrada en San Salvador, El Salvador, el 20 julio de 2010, los Presidentes de la región realizaron un llamado para relanzar el proceso de la integración regional a través del desarrollo de acciones en cinco grandes pilares, uno de ellos relacionado con la prevención y mitigación de los desastres naturales y de los efectos del cambio climático. También reafirmaron el compromiso de concluir, aprobar y aplicar a la brevedad la Estrategia Regional de Cambio Climático y desarrollar las diferentes políticas y planes centrados en la mitigación y adaptación, para enfrentar las amenazas del cambio climático. Para cumplir con los mandatos de la Cumbre es necesaria una mayor coordinación de los distintos esfuerzos sectoriales que se están realizando en la subregión. Los ejemplos en el sector energía pueden servir de ejemplo y aprovecharse, impulsando las sinergias que permitan una posición consolidada y armonizada energía-medio ambiente de la subregión durante las próximas negociaciones de cambio climático.

BIBLIOGRAFÍA

- Bitrán, Eduardo y GIT (Grupo Interagencial de Trabajo) (2010), *Plan de inversiones y financiamiento para Centroamérica, Panamá y la República Dominicana*, documento de trabajo para del Consejo de Ministros de Hacienda o Finanzas de Centroamérica, Panamá y la República Dominicana (COSEFIN), junio.
- BP (British Petroleum) (2009), *Statistical review of world energy 2009*, June.
- Catalán, Horacio (2009a), *Aspectos metodológicos: impactos económicos (documento técnico)*, Proyecto Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECCCA), noviembre, inédito.
- _____ (2009b), *Escenarios de crecimiento económico (reporte preliminar)*, Proyecto Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECCCA), noviembre, inédito.
- CEAC (Consejo de Electrificación de América Central) (2009), *Plan indicativo regional de expansión de la generación, período 2009-2023*, mayo.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2010), *El desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe: Tendencias, avances y desafíos en materia de consumo y producción sostenibles, minería, transporte, productos químicos y gestión de residuos*, (LC/R.2161), Santiago de Chile, abril.
- _____ (2009a), *Istmo Centroamericano: Las fuentes renovables de energía y el cumplimiento de la estrategia 2020*, (LC/MEX/L.953), México, diciembre.
- _____ (2009b), *Istmo Centroamericano: Estadísticas de Hidrocarburos, 2008* (LC/MEX/L.934), México, 30 de octubre.
- _____ (2009c), *Istmo Centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico, (Datos actualizados a 2008)* (LC/MEX/L.935), México, noviembre.
- _____ (2009d), *Enfrentando la crisis. Istmo Centroamericano y República Dominicana: evolución económica en 2008 y perspectivas para 2009* (LC/MEX/L.904), México, abril.
- _____ (2009e) Informe de factibilidad económica del cambio climático en Centroamérica (LC/MEX/L.897), Proyecto DFID/CEPAL, México, marzo.
- _____ (2008), *La Energía y las metas del milenio en Guatemala, Honduras y Nicaragua* (LC/MEX/L.843 Rev.1), México, febrero.
- _____ (2007), *Estrategia energética sustentable centroamericana 2020* (LC/MEX/L.828), México, diciembre.
- _____ (2002), *Impacto socioeconómico y ambiental de la sequía de 2001 en Centroamérica* (LC/MEX/L.510/Rev.1/E), México, febrero.
- CNC (Consejo Nacional de Concesiones) (2010), “Sistema ferroviario y sus puntas logística”, San José, Costa Rica [en línea], (<http://www.cnc.go.cr/>).
- DOE (*Department of Energy of United States*) (2009), “Sistema oficial de estadísticas energéticas de Estados Unidos” [en línea], (<http://www.eia.doe.gov/>).
- Dursbeck, Frank (2001), *Estudio sobre la utilización de GLP y GNC en el transporte en los países del Istmo Centroamericano*, Proyecto Uso sustentable de hidrocarburos CEPAL/República Federal de Alemania.
- Estrada, Francisco (2009), *Actividad 3: elaboración escenarios de CC, selección y justificación de escenarios de emisiones, informe final*, Proyecto Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECCCA), Convenio CEPAL/DFID, México, septiembre, inédito.
- Figueroa, Francisco (2010), *Metodología para la Prospectiva Energética en Centroamérica*, Proyecto Cuentas para el Desarrollo (Development Account 06/07), julio, inédito.
- _____ (2009), *Diagnóstico energético del sector transporte y proyección del consumo de combustibles y biocombustibles y emisiones GEI en Centroamérica al año 2020*, Proyecto CEPAL/República de Italia, México.
- Heaps, Charles, (2010), *Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP), User Guide for LEAP version 2008*, SEI, United States of America, febrero.
- Heaps, Charles, y Nicolás Di Sbroiavacca (2009), *Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP), Ejercicios de Práctica*, SEI, marzo.
- IPCC (Panel Internacional de Cambio Climático) (2000), *Reporte especial sobre Escenarios de emisiones, resumen para responsables de políticas*, informe especial del Grupo de trabajo III del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, Nebojsa Nakicenovic, Geneva y Cambridge University Press.

- _____ (2007), *Cambio climático 2007: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático* [Equipo de redacción principal: Pachauri, R.K. y Reisinger, A. (directores de la publicación)], Ginebra, Suiza.
- Jiménez, Blanca (2010), “Reporte de la Actividad 9: Análisis del sector de recursos hídricos”, Proyecto Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECCCA), Convenio CEPAL/DFID, julio, inédito.
- La Prensa (2009), “Llegaron al puerto de Corinto los 130 buses enviados por Rusia”, Diario La Prensa, 13 de mayo, Managua, Nicaragua.
- Leguía E.J. y otros. (2008), “Servicios ecosistémicos e hidroenergía en Costa Rica”, *Ecosistemas* Vol.17 No.1. Enero.
- López, Fernando (2010), Impactos de largo plazo del Cambio Climático en la producción de electricidad considerando la interacción de las cuencas hidrográficas. Los casos de las cuencas del Río Lempa (Guatemala, El Salvador y Honduras) y el Río Chixoy (Guatemala). Proyecto Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECCCA), Convenio CEPAL/DFID, agosto, inédito.
- MARENA (Ministerio de Recursos Naturales y Ambiente) (2001), *Primera Comunicación Nacional*, Managua, Nicaragua, marzo.
- MARN (Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales) (2000), *Primera comunicación nacional sobre cambio climático*, San Salvador, febrero.
- MARN (Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales) (2001), *Primera comunicación nacional sobre cambio climático*, Guatemala, diciembre.
- Martínez, Benjamín (2010), *Generación de climatología histórica y escenarios de climatología*, Proyecto Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECCCA), Convenio CEPAL/DFID, junio, inédito.
- MINAET (Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones) e IMN (Instituto Meteorológico Nacional) (2009), *Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático*, Primera Edición, San José, Costa Rica.
- MNREI (Ministry of Natural Resources and the Environment) (2007), *Belize country report, Second National Communication to the UNFCCC*, Belmopan, Belize, abril.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2008), “Sistema de Información Económica Energética (SIEE)” [en línea], < <http://siee.olade.org/siee/default.asp>>
- Pastor, Carlos (2010), *Estándares técnicos, ambientales y sociales para la producción de biocombustibles en Mesoamérica, como producto de exportación y consumo interno*. Informe para el Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), San Salvador, El Salvador, marzo.
- Pérez, G., G. Cipoletta y R. Sánchez (2009), “Infraestructura y servicios de transporte y su relación con el séptimo Objetivo de Desarrollo del Milenio”, Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), inédito.
- Pérez, G. (2008), “La necesidad de establecer políticas integrales de infraestructura, transporte y logística”, Boletín FAL, N° 263, Santiago de Chile.
- PNUMA (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) (2010), *GEO América Latina y el Caribe*, 2009.
- _____ (2007), *Abriendo la puerta a los vehículos limpios en países en desarrollo y en transición: el papel de los combustibles de bajo azufre*. Informe del Grupo de trabajo sobre azufre de la Alianza para Combustibles y Vehículos Limpios (PCFV), Nairobi.
- Quadri de la Torre, Gabriel (2009), “Potencial de mitigación de emisiones de GEI en Centroamérica”, Proyecto Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECCCA), Convenio CEPAL/DFID, noviembre, inédito.
- Ramírez, Alex y Alfredo Aguilar, “Diseño de programas de iluminación eficiente en los sectores residencial comercio y servicios en la región centroamericana”, Proyecto BID/GTZ/CEPAL, Documento de trabajo interno.
- Reibsame, W.E. y otros (1995), *As Climate Changes International Impacts and Implications*, Cambridge University Press.
- Roldán, Carlos (2010), “Análisis del subsector transporte”, Proyecto Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECCCA) Fase II, México, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), septiembre, inédito.
- _____ (2009) “Producción de Biodiesel a partir de JATROPHA” Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO).

- SEI (Stockholm Environment Institute) (2006), *Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP), Ejercicios de Práctica para la Selección de Opciones de Mitigación de GEIs para LEAP y Excel*, marzo.
- SEI, Fundación Bariloche (2004), *Manual de Usuario para la versión 2004 del LEAP*.
- SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales) y SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) (2009), *La economía del cambio climático en México: Síntesis*, Luis Miguel Galindo (coord.), México, agosto.
- SERNA (Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente) (2000), *Primera Comunicación de Honduras a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático*, Tegucigalpa, Honduras, noviembre.
- SICA (Sistema de la Integración Centroamericana), CCAD (Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo) (2007), *Diagnóstico de la Normativa Técnica sobre Calidad del Aire en Centroamérica*, San Salvador, El Salvador.

ANEXO
ANÁLISIS DE ESCENARIOS DEL PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DE CENTROAMÉRICA

El plan indicativo contiene un total de nueve escenarios modelados para el subsector eléctrico centroamericano. La modelación partió de una línea base que considera la situación del sector en la subregión en 2008 (última actualización) y los proyectos en marcha en 2009 que son inamovibles.⁴⁴ A partir de dicho año se modeló el sistema centroamericano con la consideración del crecimiento económico esperado en escenarios alto y medio, las expectativas sobre comportamiento de precios de los combustibles de la Agencia Internacional de Energía, los escenarios alto y medio de crecimiento de la demanda y las restricciones sobre aumentos en la capacidad instalada de distintas tecnologías, en particular restricciones al desarrollo hidroeléctrico y a plantas genéricas renovables. Los casos analizados con variaciones en estas variables se describen en el cuadro 13.

CUADRO I-1
CASOS EVALUADOS EN LA MODELACIÓN DEL PLAN INDICATIVO REGIONAL

Caso	Supuestos de modelación
A	Supone que el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de tamaño regular, que la demanda crecerá según el escenario medio y que los precios de los combustibles evolucionarán también según dicho escenario. No tiene interconexión con Colombia y no considera el grupo de plantas genéricas pequeñas. La restricción media al desarrollo hidroeléctrico sólo tiene como candidatas plantas menores de 150 MW cuyo costo de inversión es menor a 300 millones de dólares, lo que simula un grado medio de restricciones financieras.
B	En este caso se elimina la restricción media a la entrada de plantas hidroeléctricas y están disponibles como candidatos todos los proyectos hidroeléctricos identificados en la base de datos del GTPIR.
C	En este caso se impone una restricción fuerte al desarrollo de hidroeléctricas. Sólo puede tomar como candidatas plantas de menos de 75 MW cuyo costo de inversión es inferior a 150 millones de dólares, lo que simula restricciones financieras mayores para desarrollar proyectos hidroeléctricos, por riesgos, efectos ambientales, entre otros.
D	En este caso se analiza la interconexión de Panamá con Colombia. Define el enlace de 300 MW en ambos sentidos, que entrará en operación en 2013.
E	En este caso se supone un escenario de precios altos de los combustibles, debido al riesgo de sufrir una nueva alza mundial en los precios de los hidrocarburos.
F	En este caso se presume un escenario de crecimiento alto de la demanda, para simular desarrollos mayores de los factores económicos y demográficos que afectan la demanda.
G	Este caso tiene dos variaciones sobre el caso base, o Caso A. Conjetura el escenario sin restricción a la entrada de hidroeléctricas, como el Caso B, y el escenario de combustibles altos, como el Caso E.
H	En este caso se analiza el valor de las plantas renovables, representadas como proyectos agregados de 100 MW, aquí descritas como renovables genéricas, con el propósito de simular el efecto de las políticas que favorecen el desarrollo de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas y geotérmicas.
I	En este caso sólo se considera el desarrollo de plantas candidatas térmicas. Se analiza el caso extremo de no desarrollar proyectos de energía renovables.

Fuente: CEAC, 2009, Plan indicativo regional de expansión de la generación, período 2009-2023.

⁴⁴ La modelación de la expansión del sistema se realizó por medio de los modelos SUPER-OLADE, OPTGEN 4,05 y SDDP 9,1.