

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.346/Rev.1
(CCE/SC.5/GRIE/XVIII/4)
29 de junio de 1992

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano

Subcomité Centroamericano de Electrificación
y Recursos Hidráulicos

Decimoctava Reunión del Grupo Regional de
Interconexión Eléctrica

Guatemala, Guatemala, 2 de julio de 1992

LA CRISIS ENERGETICA EN AMERICA CENTRAL

INDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACION	1
1. Resumen y conclusiones	3
a) Subsector eléctrico	3
b) Subsector hidrocarburos	5
2. Situación general del sector energía	7
3. Evolución y perspectivas del subsector eléctrico	9
a) Desarrollo del subsector	9
b) Los planes de expansión en el período 1991-2000	13
c) Desabastecimiento durante 1991	28
d) Operación Coordinada versus Operación Aislada. 1992-1996	30
e) Acciones posibles para mitigar la crisis	34
f) Las interconexiones subregionales	36
g) Las inversiones en el subsector eléctrico	38
h) Situación institucional, administrativa y financiera	39
i) Las perspectivas del subsector eléctrico	41
4. El subsector hidrocarburos	42
a) Evolución de la demanda	42
b) Importaciones de combustibles	47
c) Infraestructura	51
d) Los precios de importación e internos en la región	56
e) Aspectos financieros	57
f) Aspectos institucionales	58
g) Perspectivas del subsector hidrocarburos	59
<u>Anexo estadístico</u>	61

PRESENTACION

Este documento, preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), constituye una revisión al presentado en el Seminario "Apertura del Subsector Eléctrico a la Inversión Privada: Problemática Centroamericana, Experiencias Latinoamericanas y Europeas", que se realizó en Montelimar, Nicaragua, los días 28, 29 y 30 de abril de 1992. El Seminario fue organizado por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y patrocinado por el "Proyecto Energético del Istmo Centroamericano-Comunidad Europea" (PEICCE).

En el documento se aborda el tema de la "Crisis Energética en América Central" en tres secciones; en la primera se presenta un breve panorama sobre la situación general del sector energía en el Istmo Centroamericano; en la segunda se analiza la evolución y perspectivas del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano y, finalmente, en la tercera se describe el panorama del subsector hidrocarburos.

En esta revisión del documento --que se preparó para presentarse en el Decimoctava Reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE) 1/-- se agregó información referente al subsector eléctrico, principalmente datos más detallados y actualizados de los planes de expansión de cada país.

1/ Programada para efectuarse en la ciudad de Guatemala el 2 de julio de 1992.

1. Resumen y conclusiones

a) Subsector eléctrico

i) El 48% de la población del Istmo Centroamericano tiene acceso a la energía eléctrica. Este bajo nivel de electrificación automáticamente significa una barrera educativa, ya que por ejemplo no se pueden implantar programas de educación modernizados, aprovechando la tecnología de la informática. Cabe mencionar como excepción, por el alto nivel de electrificación logrado (92%), el caso de Costa Rica, que ya ha implantado un programa de computación en la educación básica a nivel nacional.

ii) La recuperación económica de la subregión que se vislumbra para el futuro inmediato demanda un suministro energético suficiente y adecuado desde los puntos de vista técnico y económico.

iii) En contraste, el subsector eléctrico enfrenta graves dificultades financieras e institucionales, originadas en la aguda crisis económica que ha afectado a la región por más de una década. Los montos de inversión requeridos para concretar los planes de expansión, de por sí modestos, para los próximos nueve años rebasan definitivamente la capacidad de financiación, al menos a través de los mecanismos tradicionales (los gobiernos centrales y la banca multilateral). Se estima que se requerirían más de 700 millones de dólares anuales para poder concretar los planes de expansión definidos por los organismos nacionales de electrificación. Existe un rezago en las inversiones que incluso se ha reflejado en la incapacidad financiera para atender, de manera adecuada, los mantenimientos de la infraestructura existente.

iv) Como consecuencia del retraso de las inversiones en nuevos proyectos de generación y del deterioro del parque térmico, en 1991 se registraron desabastecimientos en cuatro países por un monto total de alrededor de los 230 GWh, con los consiguientes perjuicios directos e indirectos para las respectivas economías. Dichos desabastecimientos también se debieron de manera importante a la sequía y al agotamiento de las reservas --que prevalecieron durante los últimos siete años, a raíz de la puesta en servicio de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en la mayoría de los países de la subregión, y de las tasas menores (que

las previstas) del crecimiento de la demanda-- así como al repunte económico que se empieza a manifestar en la presente década. Cabe mencionar que en la temporada de estiaje de 1992 se registraron racionamientos en cuatro países. También es importante señalar que las interconexiones han resultado vitales para disminuir los montos de racionamiento al lograrse concretar compras de energía térmica. Costa Rica ha vendido energía a Nicaragua y Panamá, producida en turbinas de gas, usando diesel, y también ha apoyado a Honduras.

v) Se prevé que los intercambios de excedentes de energía hidroeléctrica durante los próximos años serán reducidos y que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, al menos para los próximos cinco años, tendrá que ser atendido mayormente con generación de origen térmico, lo que repercutirá en aumento de la factura petrolera y por ende en la erogación de divisas.

vi) Son grandes los desafíos que plantea el subsector eléctrico de América Central y, por lo tanto, se necesitan soluciones creativas e innovadoras para mitigar la crisis que en mayor o menor grado afecta a todos los sistemas eléctricos de los seis países. Entre las opciones que ya han identificado las empresas eléctricas de la subregión, se pueden mencionar las siguientes:

- 1) Reducir los costos de los programas de inversión (por ejemplo, rehabilitando la infraestructura existente).

- 2) Mejorar la eficiencia operativa (por ejemplo, implantando programas para disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas).

- 3) Impulsar esquemas alternativos de financiamiento (por ejemplo movilizandolos capitales nacionales: fondos de jubilación, participación de trabajadores y seguros).

- 4) Aumentar la integración, tanto a nivel operacional (promoviendo la operación coordinada), como a nivel de planificación (construyendo, entre dos o más países, centrales generadoras de mayor tamaño que las contempladas en los planes de expansión autónomos).

- 5) Implantar programas de ahorro y uso eficiente de energía.

vii) Se considera remoto que la privatización del subsector eléctrico por sí misma asegure el financiamiento para el desarrollo futuro requerido. Por otra parte, el costo del financiamiento privado

(rentabilidad) sin duda será más alto que el que se ha obtenido de las fuentes de financiamiento tradicionales, y el monto dependerá de la asignación de riesgos y de los marcos regulatorios que establezca cada país. El costo financiero de los recursos que se logren movilizar resultará muy importante para que los costos unitarios de la energía producida se ubiquen en el rango internacional y no se conviertan en una extracción masiva de recursos económicos de los países. Adicionalmente, incidirá fuertemente la capacidad negociadora de cada país y de cada empresa eléctrica en particular. Por esta razón, se recomienda fortalecer la capacidad de ingeniería financiera en las empresas eléctricas nacionales del Istmo Centroamericano.

b) Subsector hidrocarburos

i) Los seis países de la región son netamente importadores de hidrocarburos; en la actualidad, la factura petrolera anual alcanza los 1,100 millones de dólares. Por consiguiente, es muy importante asegurar el abastecimiento, así como buscar los mecanismos que permitan disminuir el monto de esa factura.

ii) Es necesario aumentar la capacidad de almacenamiento, a fin de tener la oportunidad de obtener suministros alternos, los cuales requieren de la flexibilidad que permitiría el mayor volumen de almacenamiento. Debe reglamentarse el volumen mínimo requerido, de manera que quienes se dediquen a la importación de combustibles construyan las instalaciones y depósitos necesarios de la capacidad adecuada. Es urgente incrementar la capacidad de almacenamiento de GLP.

iii) Por medio de un eficiente sistema de comunicación intrarregional, que garantice el flujo de información horizontal y vertical en forma ágil y confiable, se lograrían ventajas para los países, tanto en términos de precios de importación de los hidrocarburos como de opciones de suministro.

iv) Es imprescindible entrenar y capacitar los recursos humanos adecuados a las tareas de comercialización que la región requiere, modernizar la infraestructura física y evitar la fuga del personal capacitado por medio de salarios competitivos. Sólo así se podrá cambiar

el esquema tradicional del suministro actual y explorar mecanismos diferentes como el de licitaciones (que ya se aplica en Costa Rica y El Salvador) o el de Mercados de Futuros.

v) Una mayor participación de proveedores posibilitaría una reducción en los costos de adquisición de los combustibles en general, e incentivaría a algunos grandes consumidores industriales a importar su propio combustible. La competencia generada conduciría, en el largo plazo, a una disminución del monto total de la factura petrolera.

vi) Los precios internos son fijados por las autoridades de cada país y con distintas metodologías. Es necesaria una mejor y mayor comunicación entre las distintas entidades nacionales para propiciar una normalización en aspectos de calidad y especificaciones de los productos, así como mayor uniformidad en los precios internos de los diferentes países.

vii) Resulta recomendable realizar una revisión conjunta del Acuerdo de San José entre los proveedores y los países que compran, a fin de analizar, a la luz de las condiciones actuales, la orientación y el contenido que respondan mejor a las necesidades de los países.

viii) A nivel ministerial, a base de una propuesta conjunta de OLADE y de la CEPAL, se está examinando la posibilidad de avanzar hacia una liberalización del suministro petrolero, mediante la renegociación de los contratos de administración de las refinerías, eliminando de éstos el concepto de beneficios o rendimientos garantizados. Las utilidades de las refinerías deberían ser generadas sobre la base de una operación óptima, en condiciones de libre mercado. De esta manera, podría resultar más económico importar productos limpios en vez de seguir utilizando las refinerías existentes.

2. Situación general del sector energía

El consumo total de energía del Istmo Centroamericano durante 1990 fue de 107.7 millones de barriles equivalentes de petróleo, que incluye el consumo final de los diferentes sectores económicos y las pérdidas. Este consumo fue satisfecho por cuatro fuentes básicas: leña (incluyendo carbón de leña), hidrocarburos, electricidad y residuos vegetales (bagazo de caña principalmente). (Véase el cuadro 1.)

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO TOTAL DE ENERGIA, 1990

Fuente	Millones de bep	%
Total	107.7	100
Leña	51.2	48
Hidrocarburos	38.7	36
Electricidad	9.0	8
Residuos vegetales	5.4	5
Otros	3.4	3

Fuente: OLADE (SIEE).

En 1990 el consumo final de energía fue de 96.4 millones de barriles equivalentes de petróleo. En el período 1980-1990, el consumo final de energía creció a una tasa anual de 1.8%. A nivel de países, el mayor consumidor de energía final es Guatemala. Sin embargo, Costa Rica tiene el mayor consumo por habitante. (Véase el cuadro 2.)

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA, 1990

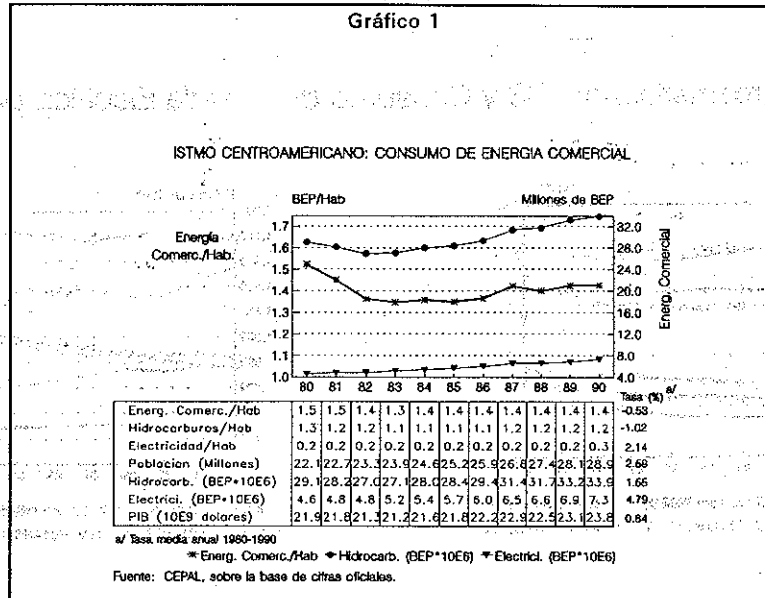
País	Consumo (Miles de bep)	%	Habitantes (millones)	Consumo (Por ha- bitante)
<u>Total</u>	<u>96.4</u>	<u>100</u>	<u>28.9</u>	<u>3.3</u>
Costa Rica	13.4	14	3.0	4.4
El Salvador	15.0	15	5.3	2.8
Guatemala	31.6	33	9.2	3.4
Honduras	16.7	17	5.1	3.3
Nicaragua	11.2	12	3.9	2.9
Panamá	8.5	9	2.4	3.5

Fuente: OLADE (SIEE).

Un rápido análisis del comportamiento de los indicadores económicos de la región durante esa década muestra que mientras la población aumentó a una tasa anual de 2.69%, el PIB, en términos corrientes, prácticamente se mantuvo constante, lo cual significa que el PIB/habitante disminuyó, dando por resultado un incremento en el nivel de pobreza de los países.

El consumo total de energía comercial (hidrocarburos y electricidad), durante ese mismo período tuvo también un aumento de 2.05% anual promedio. Este consumo se conforma por el de hidrocarburos --que presentó una disminución en el primer quinquenio del período considerado, y se recuperó en la segunda mitad de la década alcanzando un nivel ligeramente superior al del inicio de la misma-- (véase el gráfico 1) y por el de electricidad, que registró un incremento promedio de 4.5% anual en términos absolutos; al compararlo con el crecimiento poblacional (kWh/hab), se nota que sólo aumentó a una tasa de 2.1% anual.

Gráfico 1



En términos de eficiencia energética, las unidades del PIB producidas por unidad de energía comercial consumida son mayores al inicio del período que al final del mismo, lo que muestra la pérdida de eficiencia en el uso de la energía para la producción del PIB.

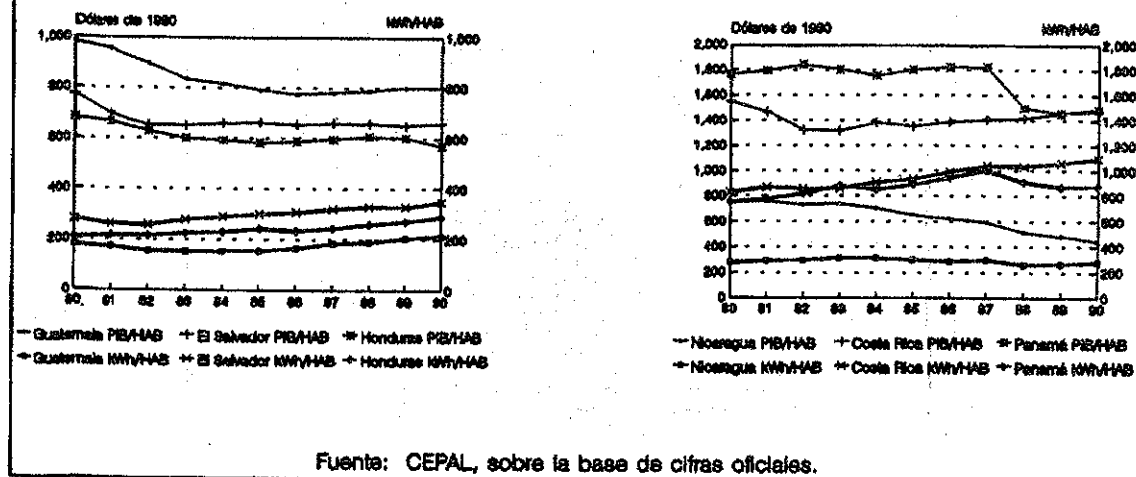
3. Evolución y perspectivas del subsector eléctrico

a) Desarrollo del subsector

Pese a la crisis económica que ha causado a la región un severo retroceso de los principales indicadores socioeconómicos, la demanda de electricidad no ha dejado de crecer (véase el gráfico 2), debido tanto al bajo nivel de electrificación que con excepción de Costa Rica prevalece en la región, como al esfuerzo que han hecho los gobiernos para no derivar de manera directa sobre los clientes los costos de inversión y operación para producir electricidad. Esto último, a su vez, ha agravado la crisis financiera de las empresas eléctricas de la región. Con posterioridad a la entrada en servicio de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en todos los países, excepto en Nicaragua, la capacidad instalada prácticamente se ha mantenido igual a la de 1985. En cambio, la

Gráfico 2

Istmo Centroamericano: PIB y Consumo de Energía Eléctrica por Habitante.



producción y el consumo de electricidad tuvieron un crecimiento sostenido, si bien con tasas menores que las registradas en la década de los setenta. (Véanse los gráficos 3 y 4.)

Gráfico 3

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAX.

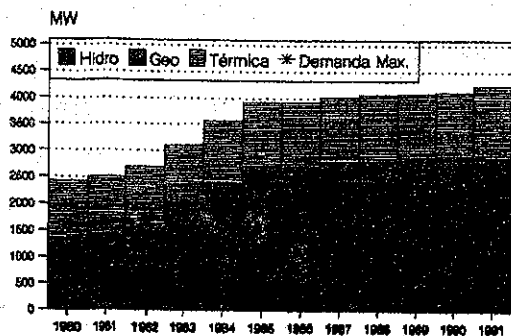
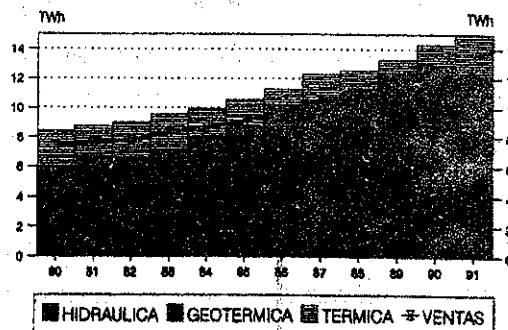


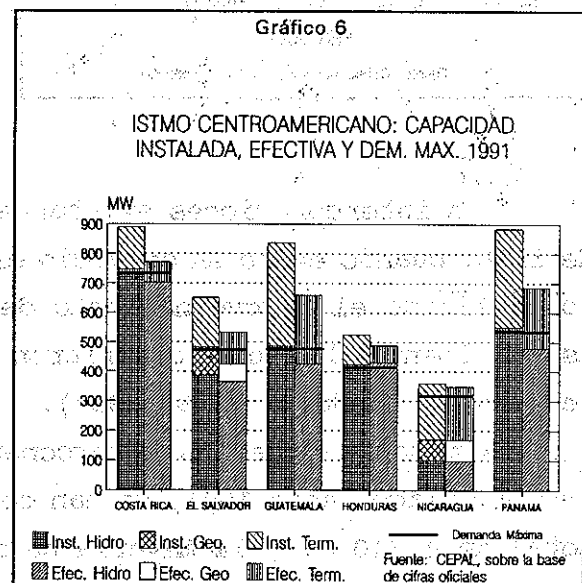
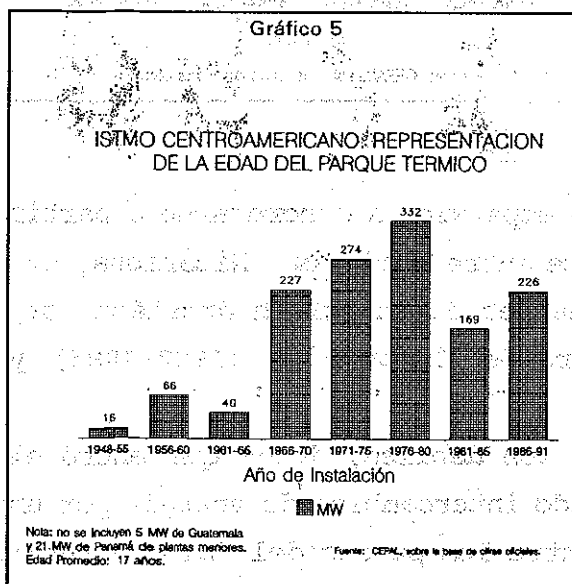
Gráfico 4

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



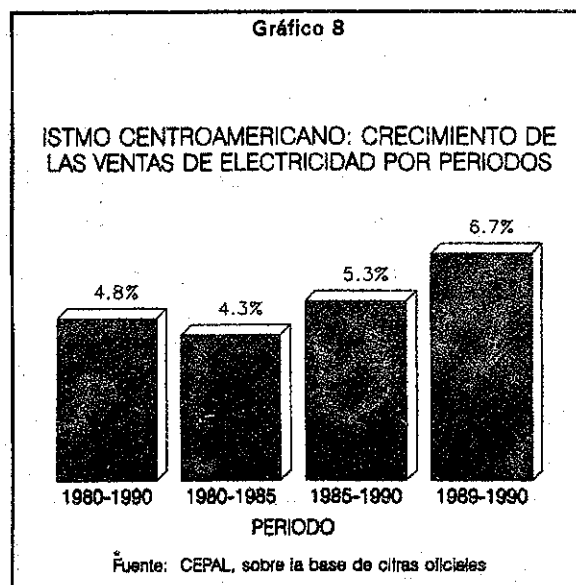
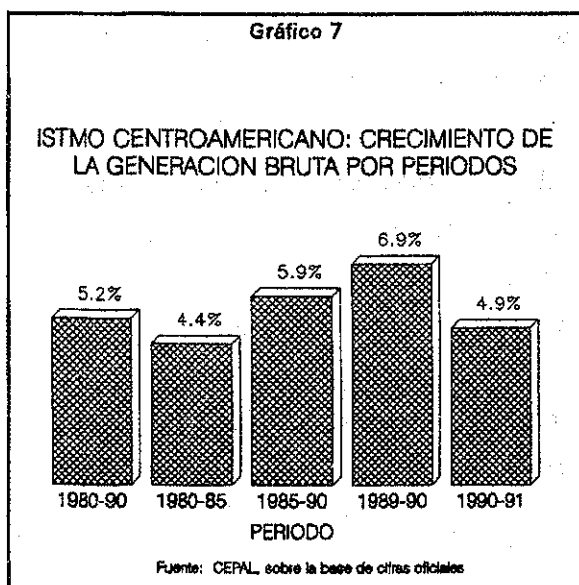
En la actualidad (1992), la capacidad instalada global es de 4,263 MW, formada por 63% en centrales hidroeléctricas, 4% en geotérmicas, 12% en térmicas de vapor, y el restante 21% distribuido en pequeñas centrales de combustión interna y turbinas de gas. Muchas de las centrales térmicas se encuentran muy deterioradas por falta de mantenimiento debido a la crisis financiera que ha afectado a las empresas eléctricas, e incluso algunas de ellas con tiempos de uso más prolongados que los usualmente reconocidos como vida útil para esas tecnologías. Se estima que de una capacidad instalada nominal en centrales termoeléctricas de 1,548 MW, únicamente es posible obtener el 60% (938 MW) de la misma, por existir muchas unidades con su capacidad reducida o bien por no estar disponibles.

El gráfico 5 ilustra la antigüedad del parque térmico; se muestran en este gráfico, agrupadas de acuerdo con la fecha de instalación, las diferentes centrales térmicas. La edad promedio actual del parque térmico es de 17 años, existiendo grupos de centrales que totalizan 623 MW (46% de la capacidad) las cuales rebasan esa edad. El gráfico 6 muestra para cada país, la relación entre la capacidad instalada y la capacidad efectiva, esta última, de acuerdo con las capacidades disponibles en las centrales.



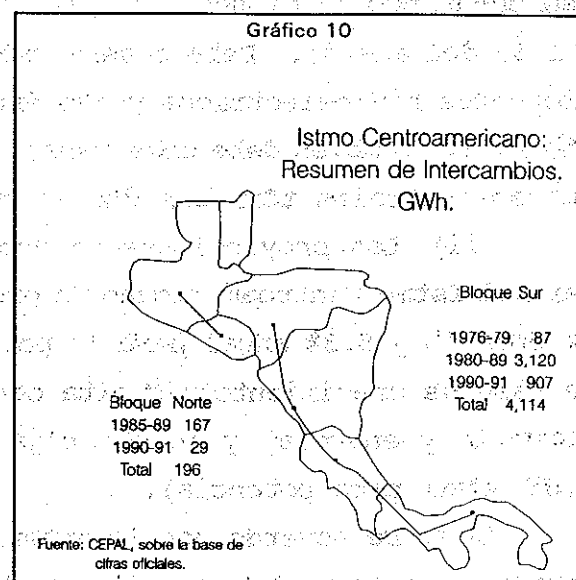
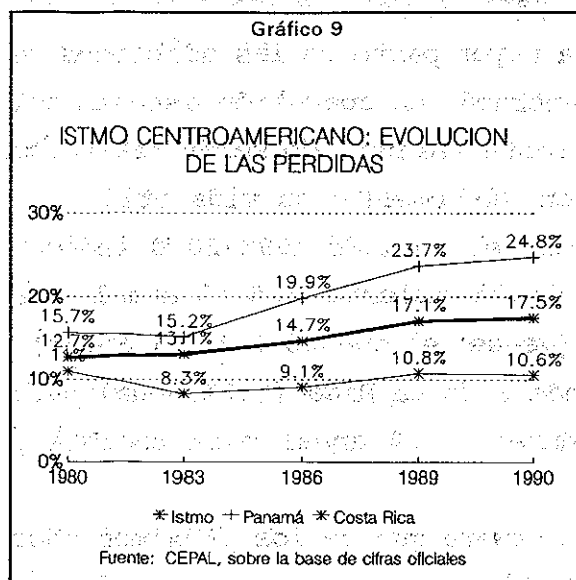
En cuanto a la demanda máxima, en el período 1981-1991, el crecimiento fluctuó entre una tasa promedio de 4.1% para Nicaragua a una de 8.4% para Costa Rica, siendo el crecimiento promedio para el Istmo

Centroamericano de 5.1%. (Véase de nuevo el gráfico 3.). El crecimiento en la producción de energía fue en promedio de 4.4% para la región en el período 1980-1985, de 5.9% en el de 1985-1990 y del 4.9% en el período 1990-1991; en cambio, las ventas en los mismos lapsos aumentaron a razón de 4.3%, 5.3% y 4.6%, respectivamente. (Véanse los gráficos 7 y 8.) Las discrepancias entre la producción y las ventas se explican por las tasas crecientes de pérdidas que, con excepción de Costa Rica, se han registrado a lo largo de la década en todos los países. (Véase el gráfico 9.)



Las interconexiones existentes, que empezaron a concretarse a partir de 1976, cuando entró en servicio el enlace entre Honduras y Nicaragua, han posibilitado el aprovechamiento de excedentes de energía hidroeléctrica, especialmente los que ocurrieron primero en Costa Rica (1982-1985) y después en Honduras (1985-1991).

A pesar de que las interconexiones son débiles, desde que entró el primer enlace hasta 1991, se han concretado intercambios de energía por un total de 4,310 GWh; la mayoría ha sido entre los países del "bloque sur": Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. (Véase el gráfico 10.) Se encuentra pendiente de construcción el enlace El Salvador-Honduras, proyecto actualmente en su fase final de negociación, programado para entrar en operación en 1995.



b) Los planes de expansión en el período 1991-2000

En el anexo estadístico que se incluye al final de este documento se presentan datos de operación de las seis empresas eléctricas del Istmo Centroamericano para los años 1990 y 1991; producción de energía hidroeléctrica en los últimos cinco años; resumen de las hidrocondiciones; proyecciones de demanda y potencia de energía eléctrica para el período 1992-2000; balances de potencia y energía; resumen de los despachos en gestión aislada y coordinada para el quinquenio 1992-1995; capacidad instalada actual, y planes de expansión para el período 1992-2000.

El breve análisis que aquí se presenta sobre la evolución futura de los sistemas eléctricos del istmo centroamericano, se fundamenta principalmente en las simulaciones de operación realizadas con el modelo SOSEICA. 2/

Como características más importantes de los planes de expansión de la generación en el Istmo Centroamericano se mencionan:

i) Los planes de expansión de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano consideran la adición, durante el período 1992-2000, de 889 MW hidroeléctricos, 564 MW geotérmicos y 770 MW termoeléctricos,

2/ SOSEICA: Simulador de la Operación de los Sistemas Eléctricos del Istmo Centroamericano.

representando adiciones por 2,223 MW en el período (véanse los cuadros I-28 a I-33 del anexo). Debe observarse que la mayor parte de las adiciones de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos entrarán en operación después del año 1996. También debe observarse, que durante ese período serán retiradas muchas centrales térmicas que ya superaron ampliamente su vida útil.

ii) Las proyecciones de demanda para el período 1992-2000 indican para el Istmo Centroamericano un promedio de crecimiento de 5.8% anual para la energía y 5.3% anual para la potencia (véase el cuadro I-4 del anexo). La tasa de crecimiento más alta corresponde a Costa Rica (6.2% anual para potencia y energía) y la más baja a Honduras (4.2% anual para energía y 3.6% anual para potencia).

iii) De acuerdo con lo anterior, se espera que en los próximos años continúe aumentando el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica, como consecuencia de una mayor participación de las centrales térmicas en el despacho de cada país.

Un factor determinante en el monto de la energía eléctrica que se produzca con combustibles derivados del petróleo reside en las hidrocondiciones que se registran. En el cuadro I-3 del anexo se muestran los datos históricos de los últimos cinco años y los valores que se utilizan como criterio en los países para hidrocondición crítica y media. La hidrocondición correspondiente a "valor esperado" se obtuvo con base en las hidrocondiciones y sus probabilidades asociadas, proporcionadas por las empresas eléctricas. Como puede observarse en ese cuadro, para los casos de El Salvador, Nicaragua y Panamá, la hidrología "valor esperado", es alta con respecto al valor promedio histórico, por lo que en las simulaciones de estos países, se utilizó lo siguiente: para El Salvador se utilizó la generación promedio de los últimos cuatro años y para Nicaragua y Panamá, se usó la generación promedio de los últimos cinco años.

A continuación se describen brevemente los planes de expansión en cada país.

i) Costa Rica. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 5.2% en el período 1981-1985 y a 5.8% anual en el período 1985-1991; la generación neta a 5.1% y 5.5% anual, respectivamente. (Véanse los gráficos 11 y 12.) En 1982, con la entrada en servicio de la central hidroeléctrica Corobicí (174 MW), se completó el complejo Arenal-Corobicí (330 MW) y Costa Rica tuvo excedentes que exportó a Nicaragua y Honduras. Posteriormente, dichos excedentes fueron absorbidos por el crecimiento de la demanda del país hasta agotarse los excedentes de energía hidroeléctrica alrededor de 1985, año en el que empezó a importar energía de Honduras.

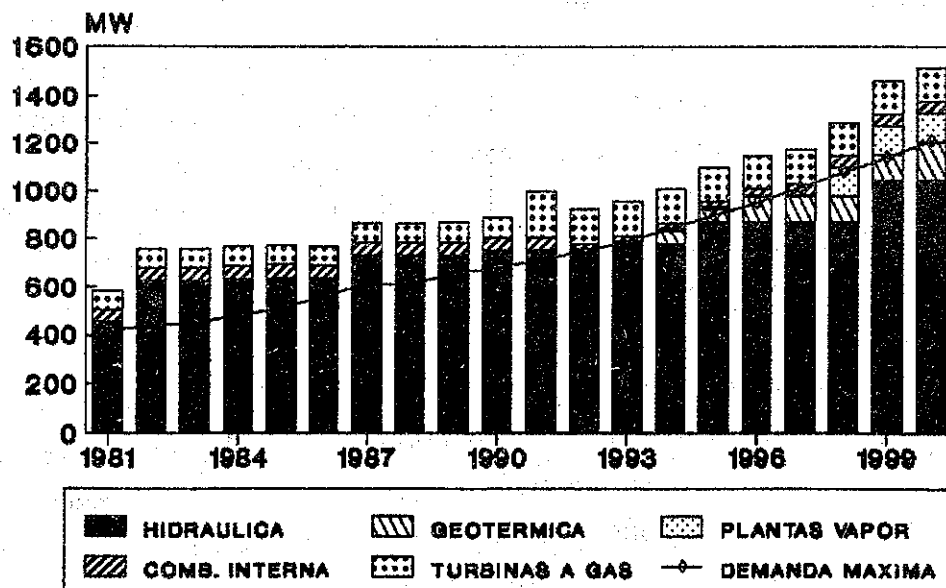
Las estimaciones de la Gerencia de Planificación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) prevén una tasa de crecimiento promedio anual de 6.2% tanto para la demanda máxima como para el consumo de energía durante el período 1992-2000. (Véase de nuevo el cuadro I-4 del anexo.) El plan de expansión se basa en una combinación de generación geotérmica (la Planta Miravalles con tres unidades de 52.5 MW cada una), centrales hidroeléctricas (Sandillal, Toro y Angostura) por un total de 299 MW en el período, y motores de combustión interna de baja velocidad, por un total de 149 MW. (Véase el cuadro I-28 del anexo.)

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico costarricense, realizadas con el Simulador de la Operación de los Sistemas Eléctricos del Istmo Centroamericano (SOSEICA) a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por el ICE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

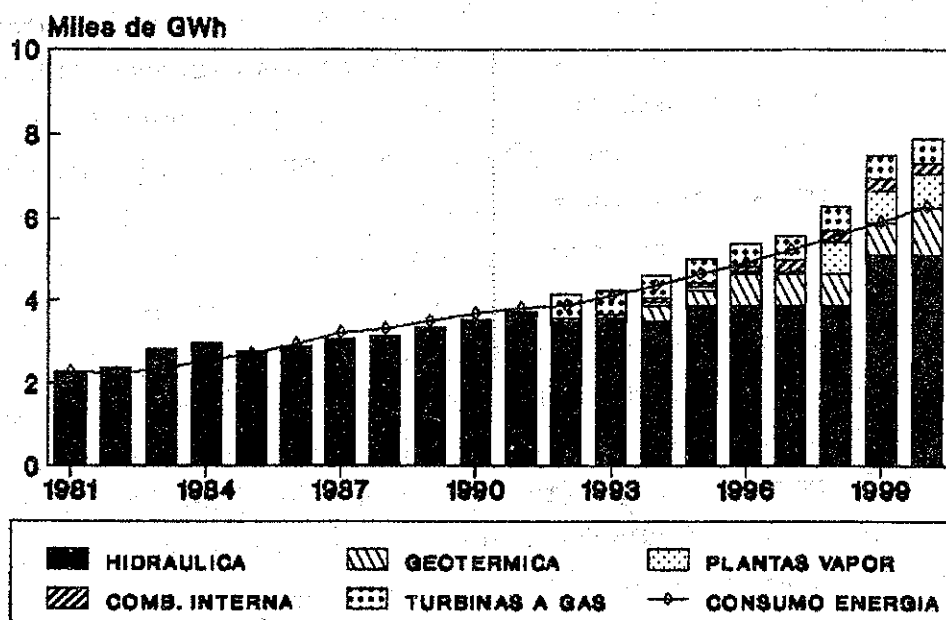
1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años determinará, en promedio, un déficit del orden de 250 GWh/año. (Véase el cuadro I-21 del anexo.)

2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que el ICE consumirá 1.8 millones de barriles de búnker y 4.4 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel) el costo total equivaldría a 141.1 millones de dólares. Estos consumos de combustibles pueden ser considerados bajos, en relación con los de los otros países del Istmo Centroamericano, y ello se debe a la alta

Gráficos 11 Y 12
COSTA RICA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)



COSTA RICA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

participación del componente "hidro" y a la entrada en operación de la central hidroeléctrica de Sandillal y de la central geotérmica de Miravalles, en el próximo quinquenio.

ii) El Salvador. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 4.8% en el período 1981-1985 y a 5.8% en el período 1985-1991; la generación neta a 5% y 4.7% anual, respectivamente. (Véanse los gráficos 13 y 14.)

Las proyecciones estimadas por la Gerencia de Planificación de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) para el período 1992-2000 son de 5.4% y 6.1% para la demanda máxima y para el consumo, respectivamente. (Véase de nuevo el cuadro I-4 del anexo.) Cabe mencionar que en el balance oferta/demanda, representado en el plan de expansión preparado por el área de planificación de la CEL, se considera que se pondrán en marcha programas para el control y reducción de pérdidas.

Las adiciones de generación programadas por la CEL en el período 1992-2000 consisten en dos turbinas de gas para 1993 (66 MW), que se complementarían con una unidad de vapor (30 MW) en 1995 para integrar una central de ciclo combinado; 133 MW de adiciones de centrales geotérmicas, que se instalarán durante el período; la expansión de la central hidroeléctrica Cinco de Noviembre (120 MW) en 1999 y la central hidroeléctrica de San Marcos (80 MW) en 2000. (Ver cuadro I-29 del anexo.)

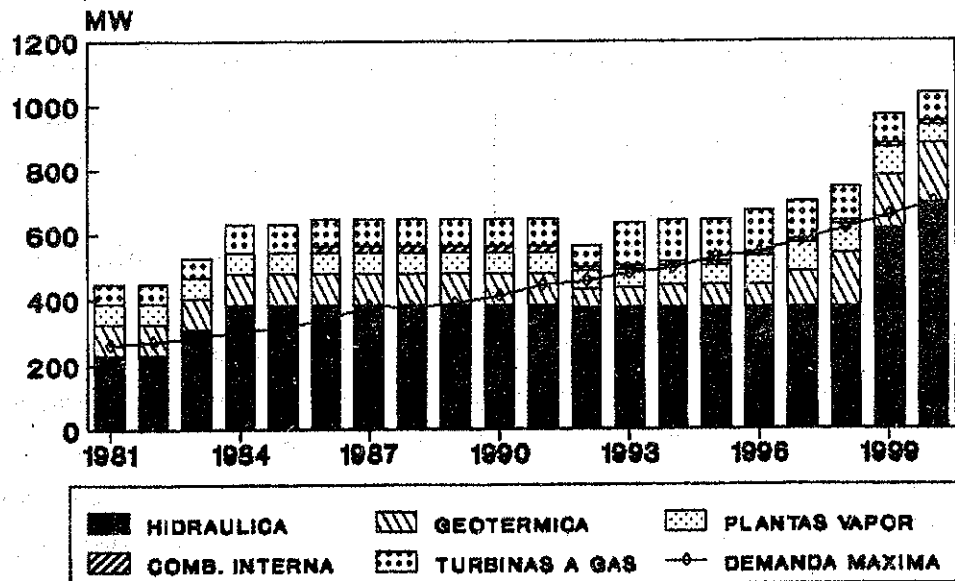
Como consecuencia de la sequía de 1991, se registraron racionamientos de energía en los primeros meses de 1992.

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico salvadoreño, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por la CEL, muestran como resultados más importantes los siguientes:

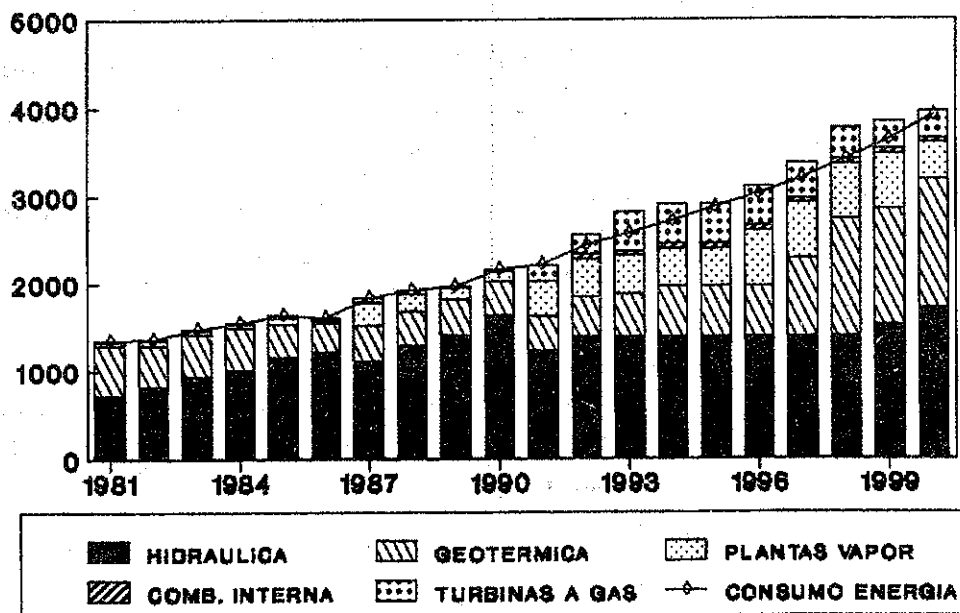
1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años implicará racionamientos, siendo mayores los riesgos en los años 1992 y 1993. (Véase de nuevo el cuadro I-21 del anexo.)

2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que la CEL consumirá 3.8 millones de barriles de búnker y 5.1 millones de diesel durante el quinquenio 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril

Gráficos 13 y 14
**EL SALVADOR: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**EL SALVADOR: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWH)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel), el costo total equivaldría a 193.9 millones de dólares.

iii) Guatemala. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 1.3% en el período 1981-1985 y a 8.6% en el período 1985-1991; la generación neta a 1.9% y 8.4%, respectivamente. (Véanse los gráficos 15 y 16.). El parque térmico se encuentra muy deteriorado y requiere de grandes inversiones para su rehabilitación. Lo anterior, sumado a la sequía, fueron la causa del desabastecimiento de energía registrado en 1991.

Prácticamente desde la entrada en servicio de Chixoy en 1983, las únicas adiciones a la capacidad instalada corresponden a 3 turbinas de gas, la primera donada por la Agencia Internacional de Desarrollo (AID) (30 MW en 1985) y dos unidades de 30 MW, adquiridas por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) en 1987 y 1992. Las tres unidades fueron adquiridas para evitar o minimizar situaciones potenciales de desabastecimiento de energía eléctrica.

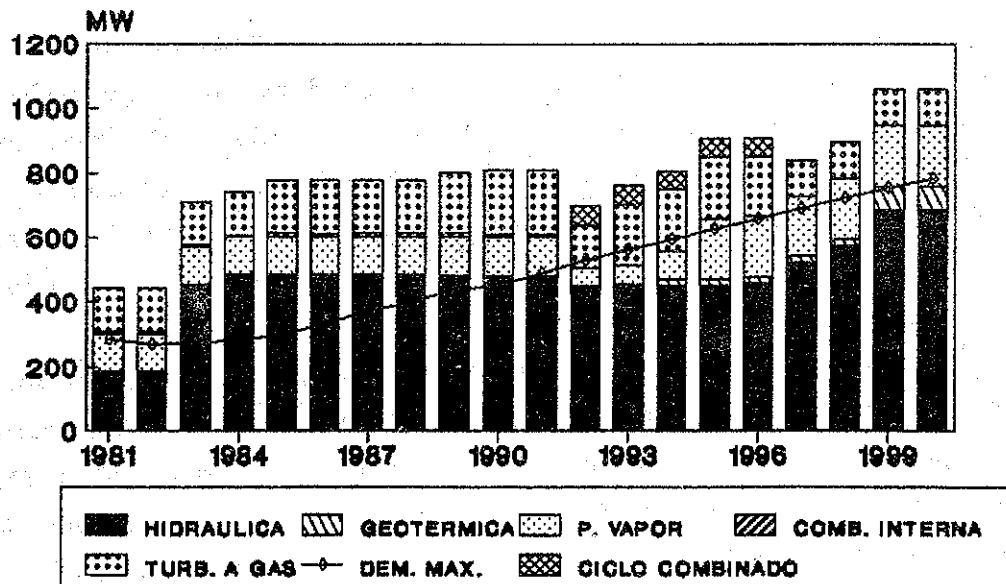
El crecimiento estimado por la Gerencia de Planificación del INDE, tanto para la demanda máxima como para el consumo, durante el período 1992-2000, es en promedio de 5%. (Véase de nuevo el cuadro I-4 del anexo.)

El aumento de generación para el decenio, definido por dicha área de planificación, consiste principalmente en adiciones térmicas (215 MW), y en la introducción gradual de la energía geotérmica al agregarse 5 MW en 1993, 15 MW en 1994 y 55 MW en 1999. Asimismo, se contempla la incorporación de cuatro centrales hidroeléctricas: Río Bobos (8 MW) y Santa María (68 MW) en 1996, El Palmar (54 MW) en 1998 y Serchil (110 MW) en 1999. (Véase el cuadro I-30 del anexo.) Tanto para el balance de potencia como para el de energía no se prevén dificultades, si bien será creciente el uso de derivados de petróleo para producir electricidad.

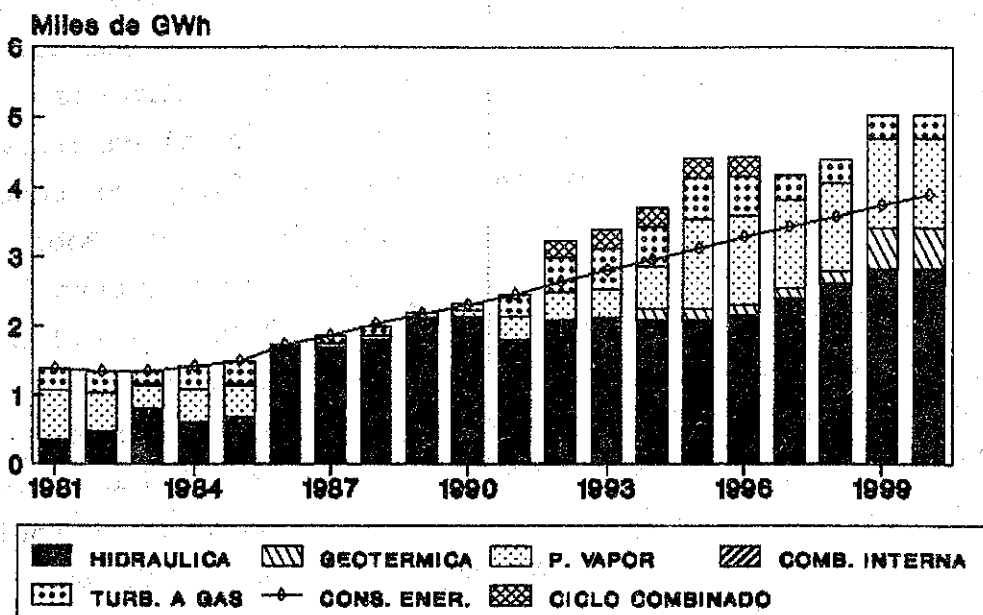
Simulaciones de la operación del sistema eléctrico guatemalteco, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por el INDE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

- 1) La ocurrencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años no provocará déficit en el suministro; ello obedece a la

Gráficos 15 y 16
**GUATEMALA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**GUATEMALA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

rehabilitación y entrada de centrales térmicas, contempladas en el plan de expansión de la generación del INDE.

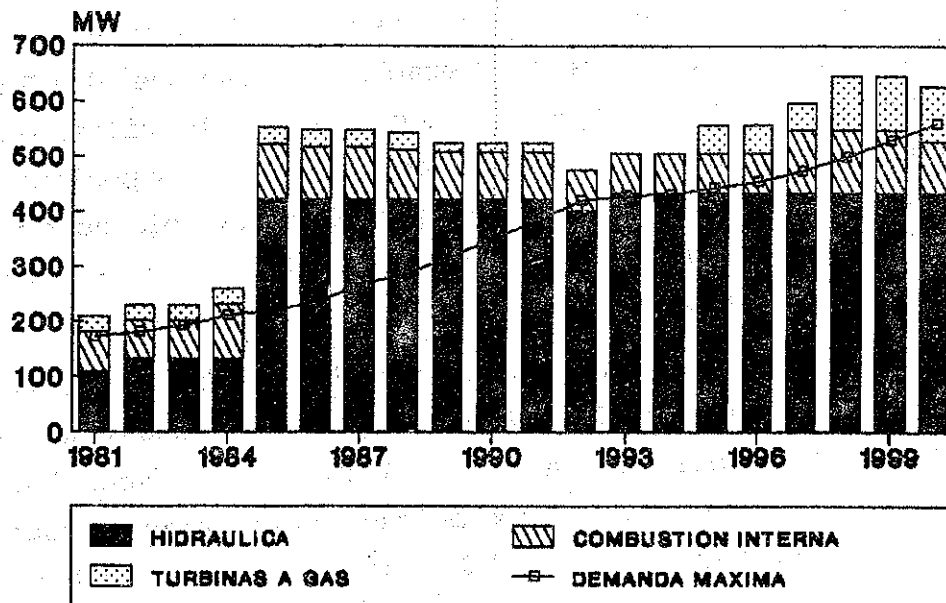
2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que el INDE consumirá 5.2 millones de barriles de búnker, 1.5 millones de barriles de crudo y 0.3 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel), el costo total equivaldría a 131 millones de dólares.

iv) Honduras. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 6.5% en el período 1981-1985 y a 9.4% anual en el período 1985-1991; la generación neta a 9.4% y 9.2% anual, respectivamente. Al igual que en la mayoría de los otros países, en Honduras no hubo adiciones de capacidad en la segunda mitad del decenio de los ochenta; en efecto, desde que en 1985 se inauguró la central hidroeléctrica Francisco Morazán (antes llamada El Cajón), la capacidad instalada ha permanecido estática. (Véanse los gráficos 17 y 18.) Con la puesta en servicio de dicha central, Honduras ha tenido excedentes de energía hidroeléctrica hasta 1991. Se prevé que debido a la sequía registrada en ese año, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no exportará energía durante 1992; incluso, requerirá complementar su oferta con energía de origen térmico. El promedio de producción hidroeléctrica durante los últimos cinco años (1987-1991) fue de 2,053 GWh; cabe mencionar que en los primeros años de ese período, por falta de demanda e incapacidad en la línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua, que estuvo operando en 138 kV de 1976 a 1990, se desperdiciaron cantidades importantes de agua.

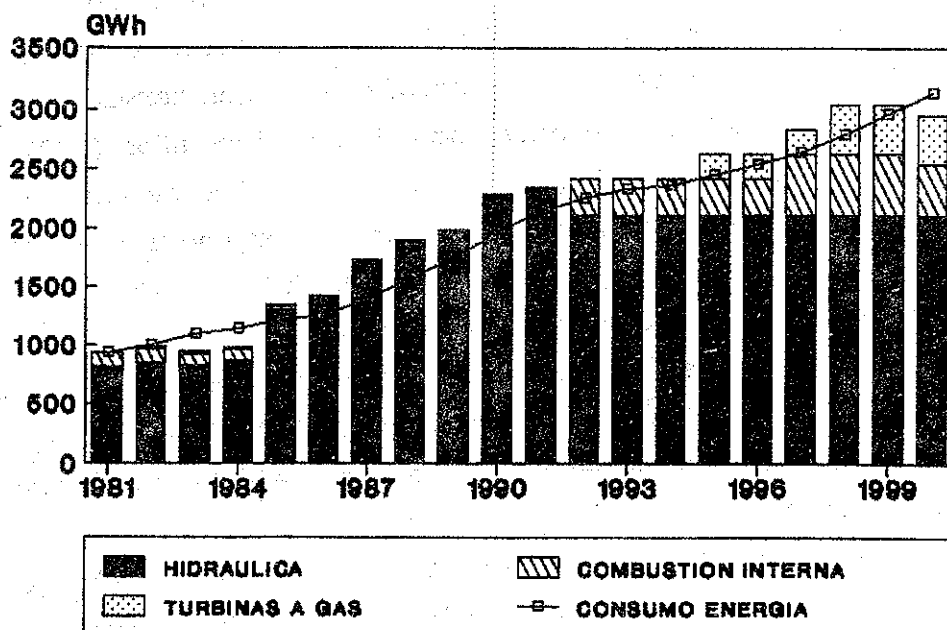
El crecimiento de la demanda estimado por la Gerencia de Planificación de la ENEE para el período 1992-2000 es de 4.2% y 3.6% anuales, para el consumo y la demanda de energía eléctrica (véase de nuevo el cuadro I-4 del anexo).

Las adiciones de generación previstas por la ENEE para la presente década consisten en rehabilitar las centrales de combustión interna existentes y en incorporar en 1997 40 MW, también de combustión interna,

Gráficos 17 y 18
**HONDURAS: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**HONDURAS: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

y dos turbinas de gas de 50 MW, una en 1995 y otra en 1998. (Véase el cuadro I-31 del anexo.)

Basándose en las hidrocondiciones consideradas, el valor esperado para la producción hidroeléctrica anual del quinquenio es de 2,116 GWh, excepto para 1992, en que se estima una producción hidroeléctrica de 1,868 GWh, ya que el embalse de la planta Francisco Morazán quedó 12 metros (a mediados de noviembre de 1991) por debajo del nivel máximo. Esto significa que al inicio del verano 1991-1992, la ENEE sólo tenía 1,000 GWh almacenados en dicho embalse, en lugar de los 1,400 GWh que tenía contemplados, en función de la expectativa por alcanzar la cuota máxima de la presa.

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico hondureño, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por la ENEE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

- 1) De ocurrir hidrología crítica en los próximos años, determinará en promedio, un déficit del orden de 30 GWh/año. (Véase de nuevo el cuadro I-21 del anexo.)
- 2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que la ENEE consumirá 3.5 millones de barriles de búnker y 1.1 millones de diesel para producir electricidad durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel) el costo total equivaldría a 90.3 millones de dólares.
- 3) Cabe mencionar que las proyecciones de demanda preparadas por el Área de Planificación de la ENEE parecen conservadoras. Durante los últimos cinco años, el crecimiento promedio fue de 11.4% anual, mientras que los planes de expansión están definidos sobre la base de un crecimiento del 3% en promedio anual para el próximo quinquenio (1992-1996) y de 5.5% para los restantes cuatro años de la década.

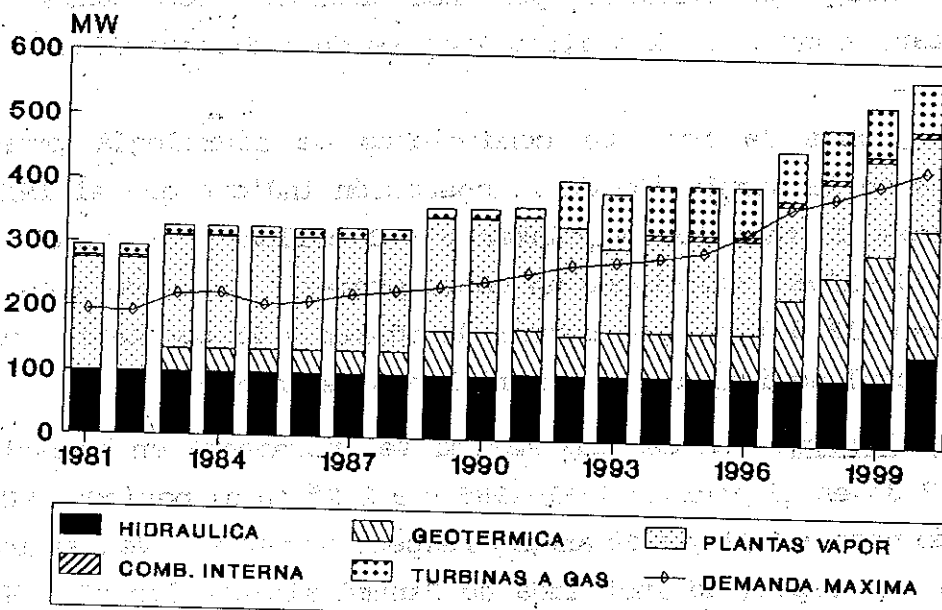
v) Nicaragua. Este país ha sido el de menor crecimiento relativo en la región, principalmente a causa del conflicto bélico que duró más de 10 años, hecho que también se reflejó en las escasas adiciones de nuevas centrales en la década pasada. La demanda máxima se incrementó en promedio

anual a razón de 2.2% para el período 1981-1985 y a 4.1% para el período 1985-1991; la generación neta decreció a razón de 1% anual en el primer período y aumentó a 6.7% en el segundo período. (Véanse los gráficos 19 y 20.) En la combinación de la capacidad instalada y de producción de electricidad actuales se observa, con respecto a los demás países, una menor participación de la hidroelectricidad. Debido a esta configuración de la generación, hay una mayor garantía de poder enfrentar la demanda de energía, si bien a costos mayores por el alto componente térmico. Esto explica también por qué en el balance de oferta-demanda de energía potencialmente generable no aparecen déficit; aunque si existe un potencial peligro de desabastecimiento por el mal estado y la antigüedad del parque térmico, que han sido la principal causa de los racionamientos habidos en 1991 y en los primeros meses de 1992. Debe destacarse el importante esfuerzo que el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) ha hecho durante los últimos años para rehabilitar las centrales termoeléctricas vitales para el país: la planta Nicaragua (2 x 50 MW) ya completó la rehabilitación de la primera unidad y está terminándose la de la segunda; además, está prácticamente confirmada la rehabilitación de la unidad 3 de Managua (45 MW). Para concretar estas obras ha sido fundamental el apoyo técnico y financiero de los países nórdicos, en particular de Dinamarca y Suecia.

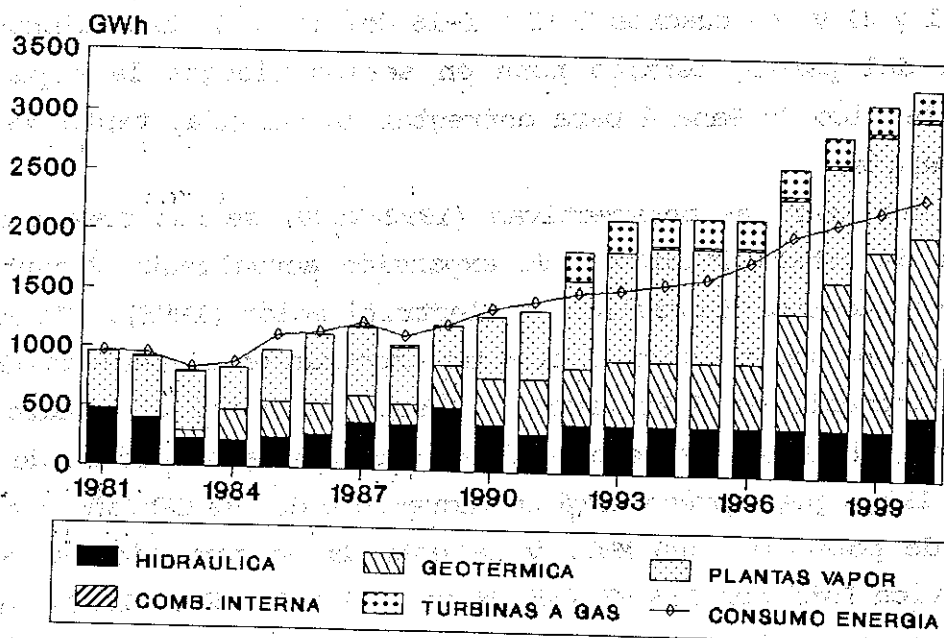
Los planificadores del INE estiman que el crecimiento promedio anual tanto para la demanda máxima como para el consumo de energía durante el período 1992-2000 será de 5.8%. (Véase el cuadro I-4 del anexo.) Para enfrentar este crecimiento, el plan de expansión actual consiste en aumentar la geotérmica a partir de 1997 en un total de 128 MW hacia el año 2000, adicionales a los 70 MW actuales. También se prevé la adición de dos turbinas de gas de 30 MW cada una a partir de 1992 y de cogeneración con bagazo de caña por 15 MW a partir de 1993. Para el año 2000 se proyecta la entrada de la central hidroeléctrica Monte Grande con 40 MW. (Véase el cuadro I-32.) Sobre estas bases, las adiciones de energía significarían 1,483 GWh para el resto de la década, de los cuales un 70% sería de origen geotérmico.

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico nicaragüense para los próximos cinco años, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los

Gráficos 19 y 20
**NICARAGUA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**NICARAGUA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por el INE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

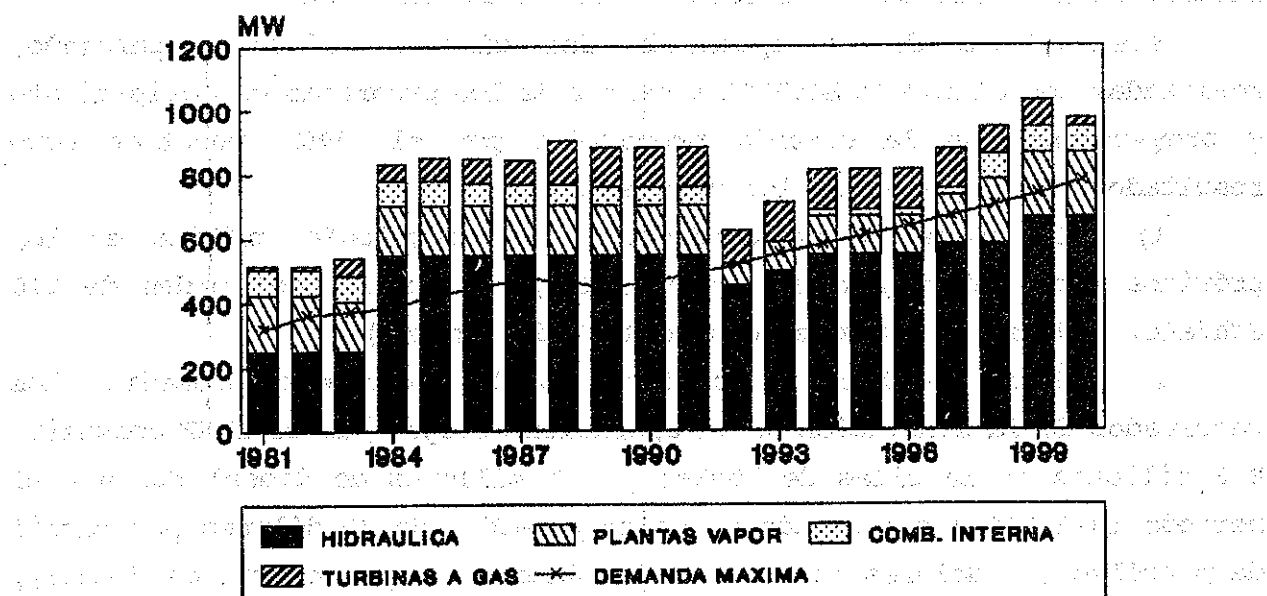
1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años determinaría pequeños déficit, los cuales se pueden incrementar, a causa de los altos índices de indisponibilidad del parque generador.

2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación indican que el INE consumirá 6.8 millones de barriles de búnker y 0.3 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel), el costo total equivaldría a 129 millones de dólares.

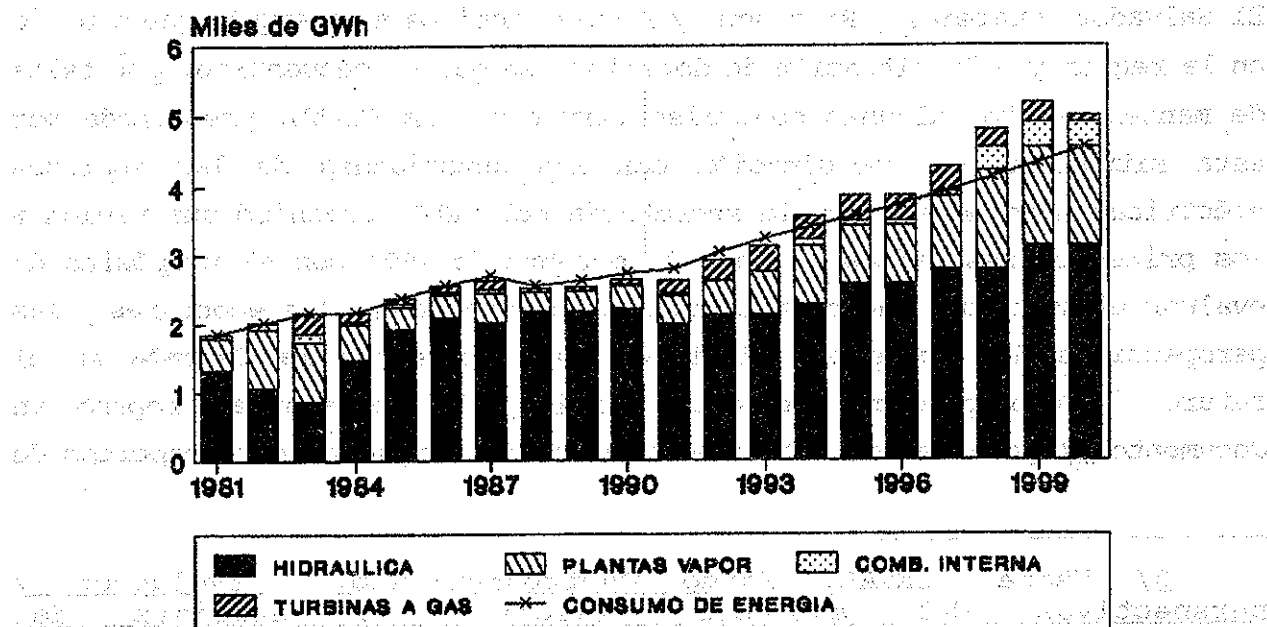
vi) Panamá. La demanda máxima se incrementó en promedio anual a razón de 7.3% en el período 1981-1985 y a 2.2% en el período 1985-1991; la generación neta a 6.6% y 2.6% anual, respectivamente. (Véanse los gráficos 21 y 22.) La capacidad instalada de Panamá alcanza los 884 MW, en tanto que la demanda máxima registrada en 1990 y 1991 fue de 464 MW y 484 MW, respectivamente. Sin embargo, existe un rezago acumulado de mantenimiento y rehabilitación del parque térmico por lo que la capacidad efectivamente disponible para 1992 a lo sumo sería de unos 627 MW. (Véanse de nuevo los gráficos 21 y 22 y los cuadros I-15 y I-16 del anexo.) Esta disponibilidad disminuida del parque térmico pone en serios riesgos la capacidad del sistema eléctrico de Panamá para enfrentar la demanda, tanto de potencia como de energía.

Para analizar las perspectivas (1992-2000) se han tomado en cuenta los planes de rehabilitación y de expansión actualmente vigentes en el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Se estima que tanto la demanda máxima como el consumo crecerán en el período 1992-2000, con tasas promedio de 5.2% anual. (Véase de nuevo el cuadro I-4 del anexo.) Las adiciones de generación contemplan la elevación de la presa Fortuna en 1994, que representará un incremento de 292 GWh/año con la misma capacidad de potencia (300 MW), y la entrada en servicio de la central hidroeléctrica Estí con 116 MW (35 MW en 1997 y 81 MW en 1999); asimismo, comenzarán a operar dos centrales de vapor, de 50 y 80 MW en 1997 y 1998,

Gráficos 21 y 22
**PANAMA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 POTENCIA Y DEMANDA MAXIMA (MW)**



**PANAMA: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS
 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ANUAL (GWh)**



Fuente: CEPAL sobre la base de datos oficiales.

y una turbina de gas de 30 MW en 1999. (Véase el cuadro I-3 del anexo.) Los años con mayor riesgo para enfrentar la demanda serían 1992 y 1993, tanto por el mal estado de las centrales térmicas como por los bajos niveles de los embalses al inicio del presente año (1992).

Simulaciones de la operación del sistema eléctrico panameño, realizadas con el modelo SOSEICA a partir de los programas de equipamiento y proyecciones de la demanda preparados por el IRHE, muestran como resultados más importantes los siguientes:

1) La presencia de condiciones de hidrología crítica en los próximos años determinarían, en promedio, un déficit del orden de 110 GWh/año. (Véase de nuevo el cuadro I-21 del anexo.)

2) Sobre la base de condiciones de hidrología promedio, los resultados de la simulación de la operación arrojan que el IRHE consumirá 8.2 millones de barriles de búnker y 3.5 millones de diesel durante el período 1992-1996; suponiendo un costo promedio de 20 dólares por barril de petróleo (18 dólares por barril de búnker y 25 por barril de diesel), el costo total equivaldría a 235 millones de dólares.

c) Desabastecimiento durante 1991

Durante 1991 se registraron racionamientos de energía eléctrica en El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá, debidos a la sequía que ocurrió en la región y a la situación de deterioro en que se encuentran, por falta de mantenimiento, algunas centrales térmicas. La CEPAL, preocupada por esta situación, en coordinación con las autoridades de las empresas eléctricas afectadas y con la secretaría del CEAC, organizó una misión a los primeros tres países a fines de octubre de 1991 con el propósito de evaluar el monto del racionamiento, los impactos sobre las economías y las perspectivas del subsector eléctrico para enfrentar la demanda en el futuro. Como producto de dicha misión, la Secretaría preparó un documento 3/ para ser discutido en una sesión conjunta entre expertos de

3/ Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: Evolución y perspectivas del subsector eléctrico y análisis del desabastecimiento de energía eléctrica en El Salvador (LC/MEX/R.331 (SEM. 48/3)), 15 de noviembre de 1991.

los subsectores de electricidad e hidrocarburos. Dicha sesión se incluyó en la Tercera Reunión Regional sobre el Abastecimiento de Hidrocarburos en el Istmo Centroamericano. 4/

Para propósitos de referencia, en el cuadro I-1 del anexo, se resumen los datos estadísticos técnicos del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano, correspondientes a 1990. En el cuadro I-2, también del anexo, se resume la misma información para 1991; las cifras del desabastecimiento en este cuadro fueron proporcionadas por las empresas eléctricas afectadas, mientras que las contenidas en el documento sobre el desabastecimiento de 1991, antes referido, se basaron en estimaciones propias de la CEPAL. Cabe señalar que las estimaciones del desabastecimiento dependen, primordialmente, de las hipótesis sobre las ventas y el porcentaje de pérdidas.

Comparando el desempeño operativo de 1991 frente al de 1990, se observa que la producción de energía eléctrica, con base en hidrocarburos, se duplicó, lo que significó que mientras en 1990 se usaron 2.9 millones de barriles (búnker y diesel) para producir electricidad, en 1991 dicho volumen fue de 5.8 millones. (Véanse de nuevo los cuadros I-1 y I-2 del anexo.)

La prolongada sequía que se presentó en 1991 puso en evidencia el alto grado de vulnerabilidad de los sistemas del Istmo Centroamericano: el parque termoeléctrico existente, por la falta de mantenimiento y por la antigüedad de la mayoría de las centrales, no constituye una reserva confiable. La sequía de 1991 también ha puesto en evidencia el alto grado de atraso con que se encuentran los programas de inversión y preinversión. Las empresas eléctricas nacionales han tenido que recurrir, en su mayoría, a la adquisición de turbinas de gas, las cuales les permitirán minimizar los efectos de futuras contingencias en los sistemas de generación.

Se estima que el desabastecimiento ocurrido en 1991, cuyos efectos aún se prolongan al presente año (1992), es una señal de un problema que podría tornarse recurrente, de no atenderse de manera urgente y prioritaria

4/ Véase, CEPAL, Informe de la Tercera Reunión Regional sobre el Abastecimiento de Hidrocarburos en el Istmo Centroamericano (Montelimar, Nicaragua, 20 a 22 de noviembre de 1991) (LC/MEX/L.173 (SEM.48/4)), 10 de diciembre de 1991.

la rehabilitación del subsector en los aspectos institucional, financiero y técnico-operativo.

d) Operación Coordinada versus Operación Aislada. 1992-1996

Con base en la información anterior, y tomando en cuenta las adiciones de generación previstas por cada empresa eléctrica, así como las tasas de crecimiento para el consumo, se efectuaron estudios simplificados para simular la operación durante el período 1992-1996. Se analizaron los escenarios de operación aislada y de operación coordinada, tanto para hidrocondición crítica como de "valor esperado". En el caso aislado se supone que no habría intercambios, mientras que en el de operación coordinada se permite reemplazar energía producida con diesel en un país por la producida con búnker en otro. Cabe señalar que debido a que los embalses de El Cajón en Honduras y Bayano en Panamá quedaron aproximadamente al 70% de su capacidad al término del período de lluvias de 1991, durante 1992 la producción hidroeléctrica en ambos países se verá afectada. Esto permite afirmar que los excedentes hidroeléctricos, salvo momentáneamente en la temporada de lluvias de 1992, serán insignificantes. En otras palabras, que el único año del quinquenio estudiado en que podrían ocurrir excedentes hidroeléctricos no los habrá como consecuencia de la sequía de 1991.

En el cuadro I-17 del anexo, se ilustra el balance oferta-demanda para los seis países, suponiendo operación aislada e hidrología "valor esperado". Como se observa en el cuadro I-3 del anexo, en el caso de El Salvador, la hidrología "valor esperado" es alta con respecto al valor promedio histórico, por lo que en el balance de este país se decidió emplear el valor promedio de los últimos cuatro años. Por esa misma razón, para los casos de Nicaragua y Panamá se ha utilizado el valor promedio de los últimos cinco años. Con base en estos supuestos se prevé que durante el período habría faltantes en El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá. (ver nuevamente cuadro I-17 en el anexo). Los faltantes de energía se incrementarían al ocurrir contingencias que afecten la disponibilidad de las centrales generadoras. Es importante mencionar que para Honduras el balance se hizo con las estimaciones de demanda que forman parte del plan de expansión vigente, en el cual se prevé un crecimiento promedio anual de sólo el 4.2%; sin embargo, el promedio del crecimiento de las ventas

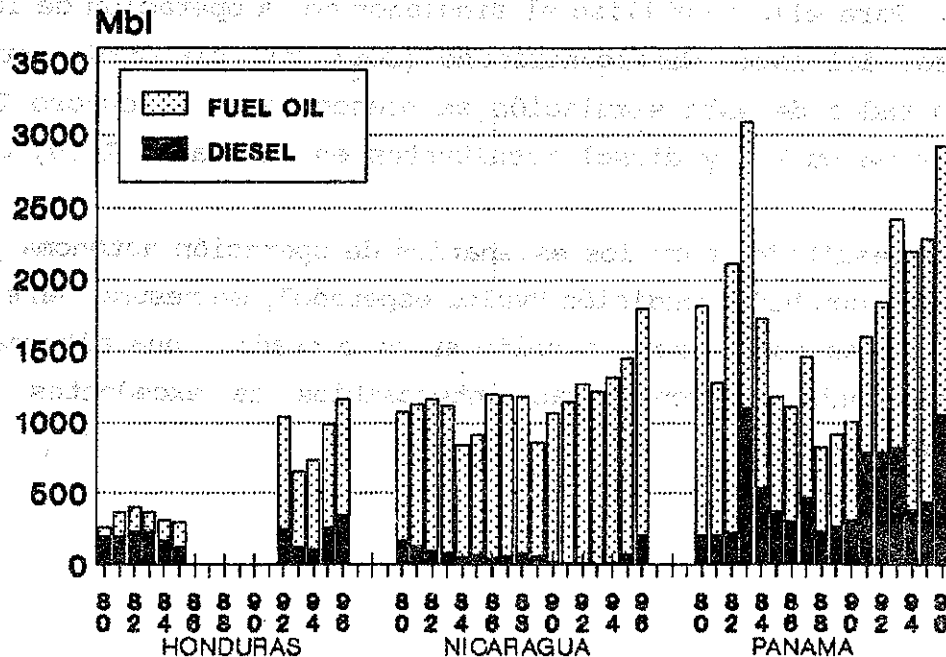
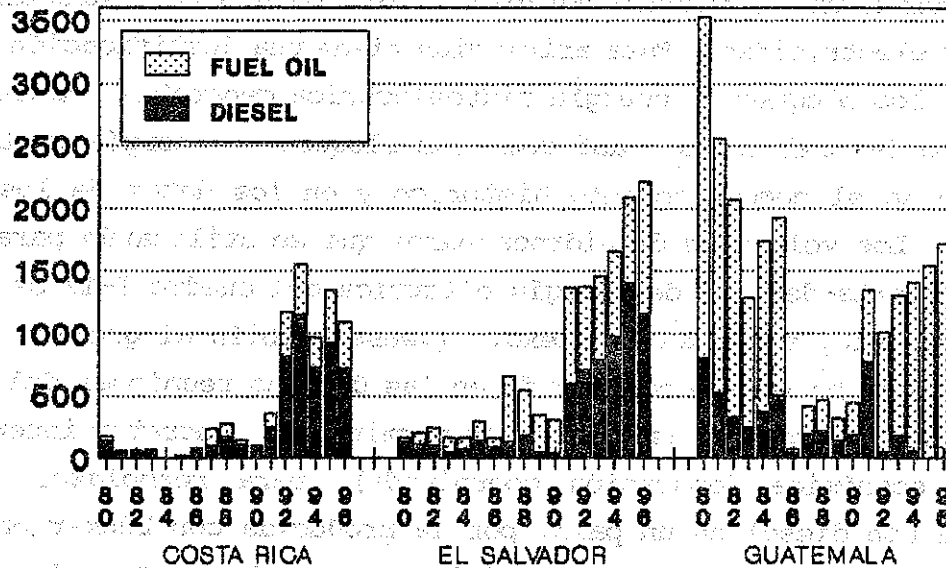
internas, registrado los últimos cinco años, fue de 8.2%. Esto significa que en Honduras podrían tenerse mayores racionamientos de energía en el período analizado.

Lo que sin duda sucederá, aun ante la ocurrencia de hidrología media, es que habrá un incremento notable en el consumo de hidrocarburos para producir electricidad. Esta afirmación tiene una justificación directa al observar los bloques de energía hidroeléctrica generable --sustentados en el cuadro I-3 del anexo-- así como los bloques de energía geotérmica que se basan en el comportamiento histórico y en los datos de los proyectos futuros. Los volúmenes de hidrocarburos que se utilizarán para lograr el balance oferta-demanda de energía eléctrica del cuadro I-17 se resumen en el cuadro I-18, ambos en el anexo. (Véase también el gráfico 23.)

Como se ha venido comentando en las últimas reuniones del GRIE y del CEAC, las interconexiones existentes permitirían concretar intercambios de energía económica (operación coordinada), para reemplazar la energía generada con diesel en un país, por la producida con búnker en otro, con los consiguientes beneficios económicos para ambos. Con el propósito de ilustrar estos beneficios, se simuló la operación coordinada para el próximo quinquenio (1992-1996) para las mismas hidrocondiciones del caso aislado. Para ello se utilizó el simulador de la operación de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano (SOSEICA), elaborado por la CEPAL. Los resultados de esta simulación se presentan en el cuadro I-19, y los volúmenes de búnker y diesel resultantes en el cuadro I-20, ambos en el anexo.

Los resultados para los escenarios de operación autónoma y operación coordinada, con hidrocondición "valor esperado", se resumen en el siguiente cuadro. Se ha considerado también en este cuadro, una alternativa en la cual únicamente se consideran intercambios de excedentes de energía hidroeléctrica.

Gráfico 23
ISTMO CENTROAMERICANO: HIDROCARBUROS
UTILIZADOS EN LA GENERAC. ELECTRICA
OPERACION AISLADA (1980-1996)
Mbi HIDROCONDICION: VALOR ESPERADO



NOTA: DATOS ESTADISTICOS PARA 1980-1991
 Y ESTIMADOS PARA 1992-1996

**ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DE COMBUSTIBLES REQUERIDOS
EN EL QUINQUENIO 1992-1996 a/**

(Miles de barriles)

	<u>Total</u>				
	Millones de dólares	Mbl	Búnker	Crudo	Diesel
A. Aislado	921	45 289.4	29 137.6	1 519.6	14 632.2
B. Excedentes hidro b/	916	45 085.0	29 045.6	1 519.6	14 519.8
C. Coordinado	850	43 867.5	34 143.7	1 522.5	8 201.3
A - B	4	204.4	92.0	-	112.4
B - C	67	1 217.5	-5 098.1	-2.9	6 318.5
A - C	71	1 421.9	-5 006.1	-2.9	6 430.9

a/ Hidrocondición Valor Esperado: estimación de la CEPAL.

b/ Sólo incluye intercambio de excedentes de energía hidroeléctrica.

Con base en este cuadro, mediante la operación coordinada y suponiendo que el crudo costara 20 dólares por barril (25 dólares el barril de diesel y 18 el de búnker), se concluye que se podrían lograr ahorros durante los cinco años por un monto de alrededor de los 71 millones de dólares, correspondiendo 4 millones de dólares a intercambios de excedentes hidroeléctricos y 67 millones de dólares a la coordinación térmica. Cabe señalar que los ahorros que se logran con la operación coordinada provienen tanto del diferencial del costo del combustible como de las mayores eficiencias de las unidades generadoras que se utilizan para reemplazar la producción de otras menos eficientes.

El ejercicio se repitió para la hidrocondición crítica de ambos escenarios de operación. En el cuadro I-21 del anexo, se resumen los resultados para el escenario de operación aislada, incluyendo los requerimientos de combustible; se concluye que cualquier año con hidrocondición crítica repercutirá en desabastecimiento de energía

eléctrica por lo menos en cuatro países de la región. En términos promedio, una sequía en el Istmo Centroamericano implicaría un monto de energía no suministrada del orden de 400 GWh/año.

El principal beneficio de la operación coordinada, en caso de ocurrir hidrocondición crítica (año seco), consistiría en eliminar al menos parte de los déficit. Cabe mencionar que en 1991, el INE disminuyó el monto de energía racionada en Nicaragua, comprando energía al ICE generada con turbinas de gas usando diesel.

En 1990 se importaron en los seis países del Istmo Centroamericano un total de 43.2 millones de barriles de crudo y derivados; la factura petrolera ascendió a 1,109 millones de dólares que representó el 10.9% de los ingresos por las exportaciones totales. En 1991 el volumen de hidrocarburos importado alcanzó los 46.2 millones de barriles, con un costo aproximado de 1,073 millones de dólares. Un factor importante en el aumento de las importaciones de hidrocarburos fue el subsector eléctrico debido a lo explicado en los párrafos anteriores. En el gráfico 23 se presenta la evolución del uso de hidrocarburos para producir electricidad durante el período 1980-1991. En dicho gráfico también se incluyen las perspectivas de la utilización de combustibles para el período 1992-1996 sobre el supuesto de hidrocondición "valor esperado". Como se observa en los análisis para el futuro, el subsector eléctrico incidirá de manera creciente en la factura petrolera en todos los países. Adicionalmente, es importante señalar que el incremento del búnker para producir electricidad podría aumentar el uso de las refinerías existentes ya que, como se sabe, existe un desbalance entre la infraestructura de refinación existente y la demanda. Las refinerías producen grandes volúmenes de productos pesados, mientras que por el lado de la demanda predominan el diesel y la gasolina (ambos representan el 62% de la demanda).

e) Acciones posibles para mitigar la crisis

Entre las medidas que se podrían sugerir para mitigar la crisis del balance oferta-demanda se encuentra, desde luego, el impulso a la operación coordinada. Si bien los análisis antes expuestos requieren un diagnóstico detallado de las plantas que podrían participar en el mercado de intercambios, así como de mediciones para comprobar su eficiencia térmica, los montos de los ahorros que resultan (más de 15 millones de dólares/año)

deberían hacer atractivo profundizar el estudio para esta iniciativa. Otra acción, que ya vienen ejecutando en la medida de sus posibilidades financieras las empresas eléctricas, consiste en intensificar los programas de rehabilitación y mantenimiento de las centrales térmicas. Asimismo, una medida que están abordando con diferente nivel de intensidad las empresas es lo relativo a los programas de uso racional y más eficiente de la energía eléctrica, incluyendo la gestión sobre la demanda; a este respecto convendría intensificar el intercambio de experiencias intrarregional, así como emprender acciones, con apoyo externo, que arrojen resultados en el corto plazo.

Por último, pero no menos importante, convendría concretar la interconexión eléctrica entre EL Salvador y Honduras. Este proyecto se vería beneficiado si se complementara con otro consistente en construir una planta termoeléctrica con base en búnker o carbón, capaz de suministrar energía a dos o más países. Un lugar muy adecuado --por su localización geográfica-- para construir esta planta sería Honduras, ya que podría servir para afirmar la energía geotérmica contemplada en los planes de expansión de El Salvador y Nicaragua. Otra alternativa atractiva sería construirla en El Salvador, ya que se podría reemplazar o modificar una central de ciclo combinado que incluye la CEL en su plan de expansión. Adicionalmente, un argumento para este proyecto sería la modificación del plan de expansión de Honduras que actualmente contempla para el período 1992-2000 sólo dos turbinas de gas y una unidad de combustión interna de baja velocidad (140 MW en total). Se propone intercambiar impresiones durante la XVIII reunión del GRIE en torno a esta idea para, en su caso, promover un estudio de factibilidad que incluya el sitio, tamaño y combustible para la central.

Cabe recordar que en el marco del DIEICA fase II se tiene formulado y aprobado por las empresas eléctricas un proyecto para lograr la operación coordinada. 5/ Entre las actividades que contempla dicho proyecto se

5/ Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: Operación coordinada de los sistemas eléctricos. Perfil de proyecto (LC/MEX/R.253/Rev. 1) (CCE/SC.5/GRIE/XIV/5)), 31 de enero de 1991.

incluye la elaboración y aprobación de un Convenio de Interconexión Regional.

f) Las interconexiones subregionales

El proceso de interconexión regional se inició en 1976 con la línea entre Honduras y Nicaragua, y continuó en 1982 con la interconexión entre Nicaragua y Costa Rica. En 1986, por una parte entró en servicio la línea entre Costa Rica y Panamá y, por otra, la interconexión entre Guatemala y El Salvador, conformándose los dos sistemas interconectados subregionales que actualmente operan: el bloque norte y el bloque sur.

Para el proyecto de interconexión El Salvador-Honduras --cuyo financiamiento para su construcción se encuentra en la etapa final de negociaciones-- se están revisando los estudios de ingeniería y diseño. Se espera iniciar su construcción en 1993 y ponerlo en operación a fines de 1995, con lo cual quedarían interconectados los seis países.

Las transferencias de energía entre los países de cada bloque subregional han sido de los siguientes tipos: i) suministro de energía hidroeléctrica, proveniente de excedentes programados o circunstanciales, para sustituir generación térmica, sobre la base de combustibles fósiles (transferencia tipo 1); ii) suministro de energía hidroeléctrica para almacenarla en un segundo país, que cuenta con algún embalse de gran capacidad de regulación (transferencia tipo 2); iii) suministro de energía de origen térmico, sobre la base de combustibles fósiles, en casos de emergencia, para evitar situaciones de racionamiento en el país receptor (transferencia tipo 3), y iv) paso, por un país intermedio, de energía que se transfiere entre sistemas eléctricos no fronterizos (transferencia tipo 4). En el caso del tipo 2, la energía "embalsada" generalmente regresa al país de origen, donde desplaza generación térmica en la época seca. Aun cuando los cargos pueden variar de manera considerable entre los diferentes tipos de transferencias, la valorización completa de la energía transferida se logra en los tres primeros, o bien mediante el ahorro de combustible en las centrales térmicas, cuya generación se desplaza, o por la eliminación del racionamiento de energía eléctrica.

Hasta ahora la mayor parte de los intercambios ha sido del tipo 1, o sea casos en los cuales se dispone de excedentes de energía

hidroeléctrica cuyo costo marginal es prácticamente nulo, situación que facilita las negociaciones.

Se han identificado potenciales ahorros que reducirían la factura por consumo de combustibles para generar energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, en el caso de transferencias de generación térmica a vapor en un país que desplace generación de energía a base de diesel en un segundo país (transferencias tipo 5). Se estima que este tipo de transferencias representarían ahorros del orden de los 15 millones de dólares anuales, pero la cristalización de este tipo de intercambios requiere una mayor coordinación, así como de mejores y más avanzados mecanismos para el pago de las transacciones energéticas.

Desde el punto de vista técnico, el factor que más ha caracterizado la operación interconectada es la debilidad, tanto de las propias redes nacionales como de las líneas de interconexión, lo cual ha dado lugar a serios problemas de estabilidad y de control del voltaje.

No obstante lo anterior, desde su inicio las interconexiones subregionales han contabilizado intercambios por 4,310 GWh, de los cuales 196 GWh (5%), corresponden al bloque norte y 4,114 GWh (95%) al bloque sur (véase de nuevo el gráfico 10). Este volumen de transferencias ha representado la sustitución de aproximadamente 8 millones de barriles de combustibles. Cabe agregar que se han registrado otros intercambios, de naturaleza transitoria, para apoyarse mutuamente en emergencias, pero que no se contabilizan porque usualmente se compensa la energía en condiciones de operación similares.

RESUMEN DE INTERCAMBIOS DE ENERGIA EN LAS INTERCONEXIONES REGIONALES DESDE SU INICIO

(GWh)

	1976-1979	1980-1989	1990-1991	Total
Total	87	3 287	936	4 310
Bloque Norte	-	167	29	196
Bloque Sur	87	3 120	907	4 114

Es importante señalar dos situaciones que incidieron fundamentalmente en las transferencias: en los años 1983 y 1984, Costa Rica exportó 910 GWh (21% de las transferencias totales) correspondientes a excedentes del Complejo Hidroeléctrico Arenal-Corobicí, y en el período 1987-1991 Honduras exportó 1,472 GWh (34% de las transferencias totales) correspondientes a excedentes de la hidroeléctrica Francisco Morazán.

g) Las inversiones en el subsector eléctrico

El siguiente cuadro muestra un resumen de las inversiones estimadas en los principales componentes del subsector para el período 1992-2000.

ESTIMACION DE INVERSIONES EN EL SUBSECTOR ELECTRICO DEL
ISTMO CENTROAMERICANO, 1992-2000

(Millones de dólares)

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
<u>Total</u>	<u>6 845.3</u>	<u>1 602.0</u>	<u>752.9</u>	<u>2 679.5</u>	<u>319.8</u>	<u>728.4</u>	<u>762.7</u>
Generación	5 352.8	1 246.5	662.5	2 219.5	94.6	451.5	678.2
Transmisión	854.7	355.5	61.2	288.4	33.1	70.7	45.8
Distribución	503.8	-	29.2	118.9	162.9	154.1	38.7
Estudios	134.0	-	-	52.7	29.2	52.1	-

Fuente: Información obtenida de los planes de expansión de las empresas eléctricas.

Nota: Planes de expansión de las empresas. Costos actualizados a 1992. Factores de actualización de 1.04/año para el período 1990-1992.

De acuerdo con esta información, en el período 1992-2000 se requeriría una inversión de 6,845.3 millones de dólares (10 millones de dólares anuales); sin embargo, debe observarse que esta cantidad sería superior por las razones que a continuación se exponen:

i) Con excepción de Guatemala, en las estimaciones no se incluyen las inversiones para proyectos que se inician en la presente década y entrarán en servicio después del año 2000. La inclusión de estas inversiones incrementaría los requerimientos del subsector, especialmente en el rubro de generación.

ii) No se tiene información completa referente a las inversiones en transmisión, distribución y estudios. Para el caso de El Salvador, las inversiones en transmisión corresponden a las programadas para el período 1993-1996 e incluyen la rehabilitación de 370 km de líneas de 115 kV.

Para hacer frente a inversiones de esa magnitud, las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, con el apoyo de las entidades rectoras del sector energía, están poniendo en marcha programas orientados a mejorar el desempeño y la situación financiera de las empresas eléctricas nacionales.

h) Situación institucional, administrativa y financiera

El subsector eléctrico del Istmo Centroamericano está formado, en cada país, por organismos nacionales semiautónomos encargados del desarrollo de la electrificación y por empresas distribuidoras, generalmente de tipo mixto o municipales, algunas de las cuales participan en menor proporción en la generación de energía.

Los organismos nacionales existentes son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en Costa Rica; la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), en El Salvador; el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), en Guatemala; la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en Honduras; el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), en Nicaragua, y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), en Panamá.

Generalmente estas empresas son regidas por una junta o consejo directivo, cuyo presidente en algunos casos tiene funciones ejecutivas, con una dirección o gerencia que se encarga del manejo técnico y administrativo de la institución, y dependencias que se distribuyen las diferentes funciones, básicamente planificación y desarrollo, construcción, operación, administración y finanzas. Organizativamente dependen en línea directa, en la mayoría de los casos, del Ministerio de Energía del respectivo país.

En los casos de Honduras, Nicaragua y Panamá, el subsector eléctrico está casi en su totalidad en manos de la respectivas empresas nacionales. En Costa Rica y en Guatemala, la distribución en el área metropolitana la efectúan empresas que se rigen por el régimen de sociedades privadas, la

mayor parte de cuyas acciones está en poder de las respectivas empresas nacionales.

Los organismos nacionales de electrificación elaboran y proponen las tarifas para su aprobación por los organismos competentes del poder ejecutivo, generalmente los Ministerios de Energía, y también están obligados a someter a aprobación los presupuestos ordinarios y los planes de inversión a otros Ministerios y agencias gubernamentales.

Con excepción de Costa Rica, no existen en los países organismos encargados de regular y supervisar las políticas del subsector eléctrico. El Servicio Nacional de Electricidad (SNE) costarricense interviene en la regulación de las tarifas y elaboración de concesiones de plantas de producción de energía eléctrica.

Desde fines de la década de los setenta, las economías de los países del Istmo Centroamericano han sufrido los efectos de una profunda crisis que ha deteriorado sus condiciones económicas y sociales. En la década 1980-1989, el crecimiento promedio del PIB fue de un 0.5% anual, mientras que la tasa de crecimiento de la población fue del 2.7%.

Como respuesta al aumento de los precios internacionales del petróleo en la década de los setenta, los países del Istmo Centroamericano intensificaron los programas de desarrollo hidroeléctrico y geotérmico, construyendo nuevos proyectos que les permitirían reducir su dependencia del combustible importado. Estos proyectos requirieron del financiamiento de cuantiosos préstamos externos, los cuales fueron obtenidos con el supuesto de que se darían las siguientes condiciones (fundamentadas con el escenario mundial que prevalecía en esa época, incluso avalados por la banca internacional):

- 1) Tasas de crecimiento superiores a las registradas;
- 2) Acceso a financiamiento externo para continuar con los planes de expansión;
- 3) Elevados costos de los combustibles fósiles, y
- 4) Autonomía en el subsector eléctrico para fijar las tarifas, acordes con los costos y necesidades del subsector.

Al no cumplirse las hipótesis anteriores, las empresas eléctricas en general se han enfrentado a serios problemas financieros, debido a la magnitud de las inversiones ejecutadas en un marco de deterioro económico

general de la región, que impidió el correspondiente incremento de los ingresos y aumentó el endeudamiento externo en proporciones crecientes.

i) Las perspectivas del subsector eléctrico

La satisfacción de las necesidades de energía eléctrica en los diferentes países del área en los próximos años representa un difícil reto que deben enfrentar las empresas eléctricas.

En la mayor parte de los países, existe un común denominador: bajos índices de electrificación, baja eficiencia y confiabilidad en la operación (parque térmico muy antiguo, con lo cual no se puede garantizar un suministro confiable y eficiente), administración débil (generalmente derivada de la falta de autonomía para lograr una administración más eficiente) y recursos financieros insuficientes (especialmente porque las tarifas no se han adecuado a la fuerte carga del servicio de la deuda externa y a los altos costos de operación).

Lo anterior es la causa por la cual, aunque existen planes definidos para el equipamiento y expansión de los sistemas, existe incertidumbre para la cristalización de los mismos. A efecto de reducir al mínimo estas incertidumbres y lograr la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica del Istmo Centroamericano en la mejor forma, se recomiendan las siguientes acciones:

i) Continuar, en cada país, con los esfuerzos para modernizar y hacer más funcionales las instituciones encargadas de los subsectores eléctricos;

ii) Apoyar todas las acciones para avanzar hacia una operación y planificación coordinadas de los sistemas eléctricos de la región. La CEPAL ha abordado en diferentes estudios la conveniencia y beneficios que representa la integración eléctrica. Dentro de los resultados del proyecto de Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA II), se han elaborado perfiles de proyectos para avanzar en la coordinación de la operación y de la planificación, recomendando a las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano apoyar e impulsar ambos proyectos;

iii) En casi todos los países se discuten proyectos de cogeneración con participación del sector privado, existiendo experiencias exitosas en Costa Rica y Guatemala. Se recomienda continuar con dichos proyectos e incentivarlos ya que permitirán mejorar la eficiencia del subsector reduciendo las necesidades de financiamiento, y

iv) Los programas de ahorro y uso eficiente de energía, iniciados ya en algunos países, también ayudarán a las empresas eléctricas a satisfacer las necesidades del subsector en una forma más eficiente. Modificar los hábitos de los sectores de consumo para lograr reducir el consumo de energía eléctrica en un 2% al final de la presente década, representaría para el Istmo Centroamericano ahorros del orden de 500 GWh/año, equivalentes a una central térmica de base de 55 MW.

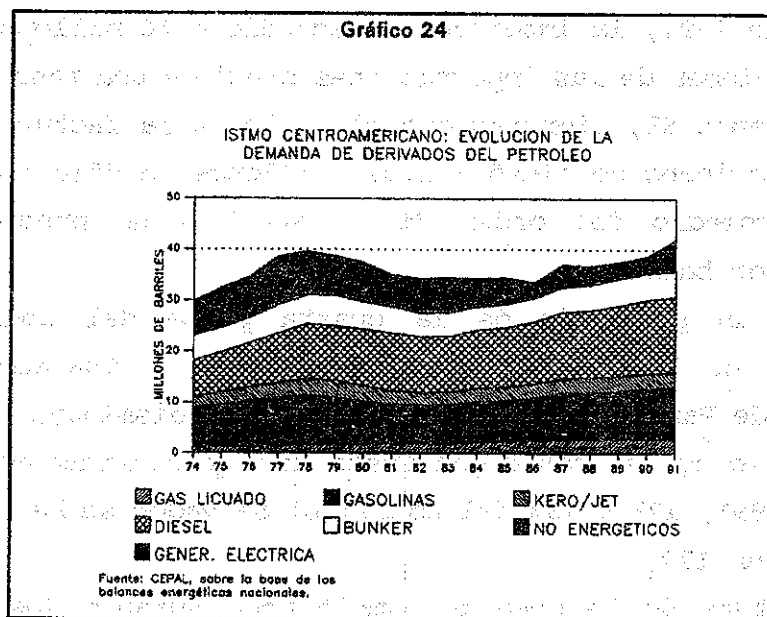
4. El subsector hidrocarburos

a) Evolución de la demanda

Los hidrocarburos representan alrededor del 80% de la energía comercial que se utiliza en el Istmo Centroamericano y aproximadamente un tercio del consumo total de energía. Los seis países son altamente dependientes de la importación de petróleo crudo, reconstituidos y derivados; como consecuencia, son vulnerables a las fluctuaciones de los precios externos de los hidrocarburos.

En la evolución de la demanda interna de derivados del petróleo, sin incluir los combustibles usados en la generación eléctrica, se pueden distinguir tres etapas diferenciadas: de 1974 a 1979, en la que se incrementó a una tasa de 6.1% anual; en el período 1979-1982, que decreció 3.8% por año, y a partir de 1982, en que aumentó 3% anual, con tasas que oscilaron entre un mínimo de 1.3% negativo en Nicaragua y un máximo de 5.5% (Costa Rica).

La demanda total de derivados de los seis países ascendió en 1991 a 42 millones de barriles (115,000 BPD). (Véase el gráfico 24).



El volumen de combustibles consumido en la producción de electricidad se mantuvo relativamente constante durante los años setenta, mientras que en la década de 1980 se observó una tendencia decreciente por la entrada en operación de centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Entre 1982 y 1990, el consumo de hidrocarburos en plantas termoeléctricas decreció a una tasa de 8.8% anual, habiéndose alcanzado el mínimo histórico de 2.6 millones de barriles en 1989; a partir de ese año, se produjo una recuperación en la demanda, la que alcanzó un total de 5.8 millones de barriles en 1991 (42% diesel y 58% búnker). El incremento en la demanda de combustibles en el subsector eléctrico durante 1991, fue motivado, en parte, por la sequía que se presentó en la región, pero también por la recuperación económica que se manifiesta en algunos países de la región y que se espera se irá consolidando en los próximos años.

El impacto de las importaciones de hidrocarburos sobre la economía de la región se muestra al comparar su monto con el valor de las exportaciones totales. En el quinquenio 1981-1985 representaron, en los seis países, 16% del valor total de las exportaciones, mientras que durante 1991 fue de 10%.

Con respecto a la evolución de la factura petrolera, en 1986, en el Istmo Centroamericano se importaron 34 millones de barriles de productos refinados y petróleo crudo y reconstituido, con un costo cif de 713 millones de dólares; esta cifra equivale a un precio promedio de 21 dólares

por barril. En 1991, la importación ascendió a 46 millones de barriles, es decir, el volumen de las importaciones creció a una tasa anual promedio de aproximadamente 6%, mientras que el monto de la factura petrolera del Istmo Centroamericano se elevó a 1,073 millones de dólares, es decir, un crecimiento promedio del orden de 9% anual y un precio promedio de 23.3 dólares por barril.

En 1991, un poco más de la cuarta parte del consumo total de hidrocarburos en la región le correspondió a Guatemala (26%). La participación de Panamá (17%) y Nicaragua (10%) disminuyó, con respecto a los años anteriores, en tanto que Costa Rica y Honduras aumentaron hasta alcanzar, en 1991, 17% y 13% del total; El Salvador se ha mantenido más o menos estable en 17%.

La estructura de la demanda cambió poco durante los últimos años. (Véase el cuadro 3). El diesel continuó siendo el producto de mayor demanda y su empleo se siguió expandiendo hasta representar el 41% en 1991. La demanda de la gasolina, segundo producto en importancia (24%), también continuó en ascenso, salvo en Nicaragua donde disminuyó apreciablemente.

Durante los dos últimos años, el búnker representó el 19% del consumo de hidrocarburos en la región. En Nicaragua, este rubro rebasó el 35% como consecuencia de la generación termoeléctrica, y en Honduras pasó de 10% a 18% entre 1986 y 1991, a causa de la demanda industrial.

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTRUCTURA DEL CONSUMO 1/

(Millones de barriles)

Producto	1980	%	1985	%	1991	%	1996	%
<u>Total</u>	<u>37.5</u>	<u>100</u>	<u>34.6</u>	<u>100</u>	<u>41.9</u>	<u>100</u>	<u>53.5</u>	<u>100</u>
Gas L.P.	1.8	4.8	2.4	6.9	3.1	7.4	3.7	6.9
Gasolinas	8.5	22.6	8.0	23.2	10.0	23.9	12.0	22.4
Kero/jet	3.0	8.0	2.7	7.8	2.8	6.7	3.3	6.2
Diesel	12.8	34.1	13.0	37.6	17.2	41.0	21.0	39.3
Búnker	10.6	28.3	7.8	22.5	8.3	19.8	12.9	24.1
No energ.	0.8	2.2	0.7	2.0	0.5	1.2	0.6	1.1

Fuente: CEPAL, Abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados a 1991.
 1/ Real hasta 1991, estimado para 1996.

La demanda por habitante de derivados en el Istmo Centroamericano se ha reducido paulatinamente, desde 1.3 barriles por persona por año en 1980, hasta 1.2 bbl/persona en 1990.

Panamá tiene la demanda por habitante más alta de la región (2.7 bbl) seguido de Costa Rica (2.2 bbl). El resto de los países se sitúan alrededor de 1 barril por persona por año.

Las políticas energéticas de algunos países, dirigidas a construir centrales generadoras basadas en recursos autóctonos (hidroeléctricas y geotérmicas), hicieron posible disminuir los consumos de hidrocarburos durante el período 1982-1990. Esto provocó algunas alteraciones dentro de los mercados petrolíferos nacionales; al aumentar los excedentes de producción de búnker fue preciso reducir la producción de las refinerías, dado que los excedentes de este producto sólo se pueden exportar a precios antieconómicos.

A nivel sectorial, el mayor consumo de combustibles correspondió al sector transporte con un 50% del total. El sector industrial, incluida la generación de energía eléctrica, consumió el 34% de los refinados, y el sector doméstico y el comercial, el 6% cada uno. El resto (4%) fue

consumido por los sectores agricultura, pesca y minería y construcción, tal como se aprecia en el cuadro 4:

Cuadro 4

CONSUMO SECTORIAL DE HIDROCARBUROS, 1990

(Miles de bep)

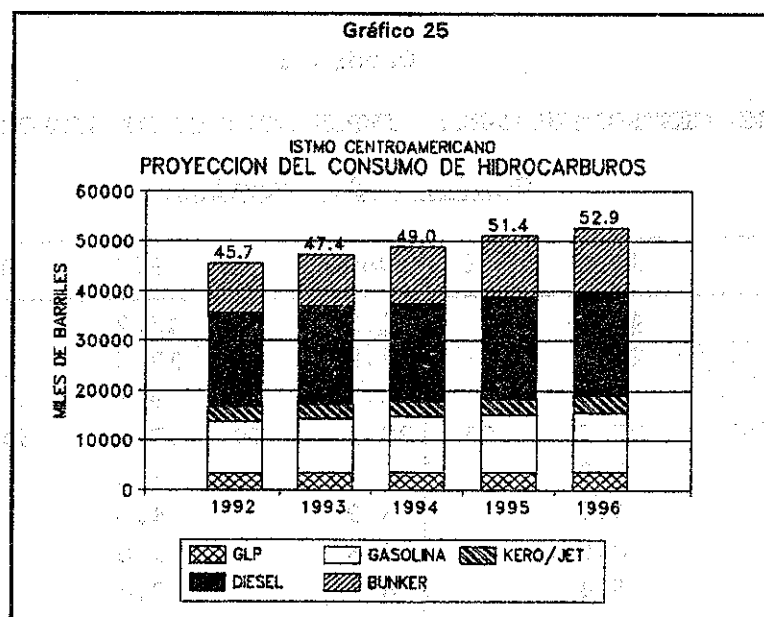
Sector	GLP	Gasolinás	Kero/turbo	Diesel	Fuel-oil	Otros	Total	%
Transporte	4	8051	1226	10136	0	0	19417	50
Industrial	237	148	97	3341	8001	1208	13032	34
Residencial	1658	0	719	3	52	0	2432	6
Comercial	156	257	300	712	887	0	2313	6
Agric., cons..	10	236	106	1044	125	38	1558	4
Total	2065	8692	2448	15236	9065	1246	38752	100

Fuente: OLADE, (SIEE).

En cuanto al consumo de combustible para generación eléctrica, en un extremo se encuentra Honduras, en donde la generación de origen térmico fue nula en los años 1986-1991 y, en el otro, Nicaragua, en donde ésta representó alrededor de 50% hasta 1988, aunque declinó en 1989 por la puesta en operación de una nueva unidad geotérmica; en Panamá sigue siendo muy importante.

Durante 1991, se incrementó fuertemente el consumo de búnker y diesel para generación eléctrica; del total consumido en la región (excepto Honduras), 14% del diesel y 40% del búnker se destinaron a la generación de electricidad.

Basándose en la estimación de la CEPAL del consumo para los próximos cinco años, se puede apreciar que para el año 1996 se estarán importando en el Istmo Centroamericano 53 millones de barriles, es decir, 23% más que en 1991. (Véase el gráfico 25.)



b) Importaciones de combustibles

Los seis países compran derivados en embarques pequeños, muchas veces de las mismas fuentes, y no disponen de la flexibilidad necesaria para aprovechar las oportunidades que ofrece el "mercado de compradores."

Las importaciones de hidrocarburos de los seis países del Istmo Centroamericano durante los últimos años se indican en el cuadro 5 y en el gráfico 26. Durante 1991 ascendieron a 46 millones de barriles o 126,000 barriles por día. De este volumen, 40% correspondió a productos limpios, 25% a crudos reconstituidos, y 35% a crudos naturales.

Cuadro 5

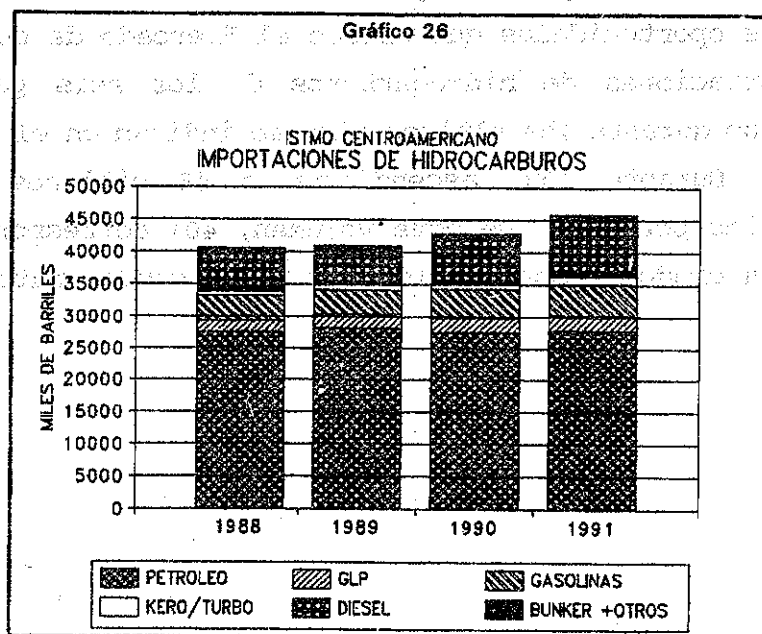
ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

(Millones de barriles)

Producto	1988	%	1989	%	1990	%	1991	%
Total	40.8		41.1		43.2		46.2	
Naturales	20.3		17.5		18.5		16.1	
Reconst.	7.2		10.7		9.1		11.7	
Petróleo (*)	27.5	68	28.2	69	27.6	64	27.8	60
GLP	1.9		2.1		2.2		2.4	
Gasolinas	4.0		3.9		4.6		5.1	
Kero/turbo	0.6		0.8		1.0		0.8	
Diesel	6.4		6.1		7.4		9.2	
Búnker	0.2		-		0.4		0.3	
Otros	0.2		0.04		0.03		0.6	

Fuente: CEPAL, Abastecimiento de hidrocarburos, 1991.

(*) Incluye crudos naturales y reconstituidos.



En la región se importaron derivados mezclados con crudo en forma de petróleo reconstituido. Continuó la tendencia a reducir la importación de crudos naturales, sobre todo de las calidades pesadas, en tanto que aumentaron las compras de productos limpios y de crudos livianos mezclados con derivados en forma de petróleo reconstituido. (Véase el cuadro 6.)

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS, 1989-1991

(Millones de barriles)

	Total	CR	ES	GU	HO	NI	PA
1989							
Total	41.1	7.4	5.5	9.0	6.0	4.4	8.6
Crudo	17.5	4.8	2.3	1.2	1.7	0.7	6.8
C. recons.			-	2.3	3.2	1.6	3.5
Derivados	12.9	2.6	0.9	4.6	2.7	0.2	1.8
1990							
Total	43.2	7.4	6.0	9.9	5.6	4.9	9.4
Crudo	18.5	3.0	2.3	1.3	2.0	1.7	8.2
C. recons.	9.1	-	2.6	2.6	1.1	2.8	-
Derivados	15.6	4.4	1.1	6.0	2.5	0.4	1.2
1991							
Total	46.2	7.9	7.2	10.4	6.0	4.7	10.0
Crudo	16.1	2.5	2.5	2.0	1.7	-	7.3
C. recons.	11.7	-	3.1	2.8	1.3	4.5	-
Derivados	18.4	5.4	1.6	5.6	3.0	0.2	2.7

Fuente: CEPAL, Estadísticas de hidrocarburos 1991.

Una de las causas es que el Acuerdo de San José excluye la importación directa de refinados pero no de las mezclas entre crudos y derivados. Otra razón es la estructura anticuada de las refinerías locales y de los contratos con los propietarios, que tienen interés económico en aumentar el grado de utilización con el procesamiento de crudos reconstituidos, que

contienen una mayor proporción de productos ya refinados y menor producción de búnker.

Venezuela continuó como el principal abastecedor de hidrocarburos a los países centroamericanos, con una participación en 1991 de 41%; le siguieron los Estados Unidos (22%) y Ecuador (18%), que ya habían superado a México en 1990, cuya participación actual disminuyó por tercer año consecutivo, a 14%.

La discrepancia entre las estructuras de producción y consumo de derivados y la baja demanda relativa de búnker sigue limitando la participación de las refinerías locales en el suministro de productos refinados y, en consecuencia, el abastecimiento se complementa mediante importaciones de los derivados faltantes.

En 1991, la demanda regional de gasolina ascendió a 10 millones de barriles y la de diesel, a 17 millones de barriles, frente a una producción de 5 millones de barriles de gasolina y 9 millones de barriles de diesel. En contraste, se produjeron 11 millones de barriles de búnker en las refinerías del área, aunque sólo se consumieron 8 millones. Por esta razón, se exportaron 3 millones de barriles de excedente de este producto.

Los precios relativamente bajos de los derivados, en comparación con los de los crudos, ofrecen incentivos económicos a los países para reducir la producción de sus refinerías y aumentar la importación de productos limpios.

Venezuela había mantenido la supremacía en los últimos años como abastecedor de la región, incluidos los derivados contenidos en el reconstituido. Sin embargo, en 1991 compartió el primer lugar con los Estados Unidos al abastecer 43% cada uno, frente a 52% y 27% hace dos años. La creciente importancia de los Estados Unidos se debe principalmente a Costa Rica que triplicó sus compras de productos refinados estadounidenses; también influyeron las preferencias de El Salvador y Panamá.

El crecimiento promedio del volumen de las importaciones de hidrocarburos durante los últimos tres años fue de 6% anual.

Panamá, por la sobrecapacidad de su refinería y la exportación masiva de productos pesados, importa la menor cantidad relativa; le sigue Nicaragua. En el otro extremo se encuentra Guatemala que posee una capacidad de refinación de productos livianos y medianos inferior a la

demanda interna. En Honduras también es considerable la importación de derivados, si bien ésta ha disminuido durante los últimos cuatro años.

El 58% de las importaciones de gas licuado provinieron de México. A nivel de los países, esta proporción fue para Costa Rica 97%, 45% para El Salvador y 86% para Guatemala. Este último país recibió casi la mitad de las importaciones totales de la región.

Para los derivados de Venezuela, el principal mercado en la región se presentó en 1991 en Costa Rica, con 52% del total, seguido por Honduras con 22%. En el caso de los Estados Unidos, las ventas se concentraron en Guatemala, con 45%.

c) Infraestructura

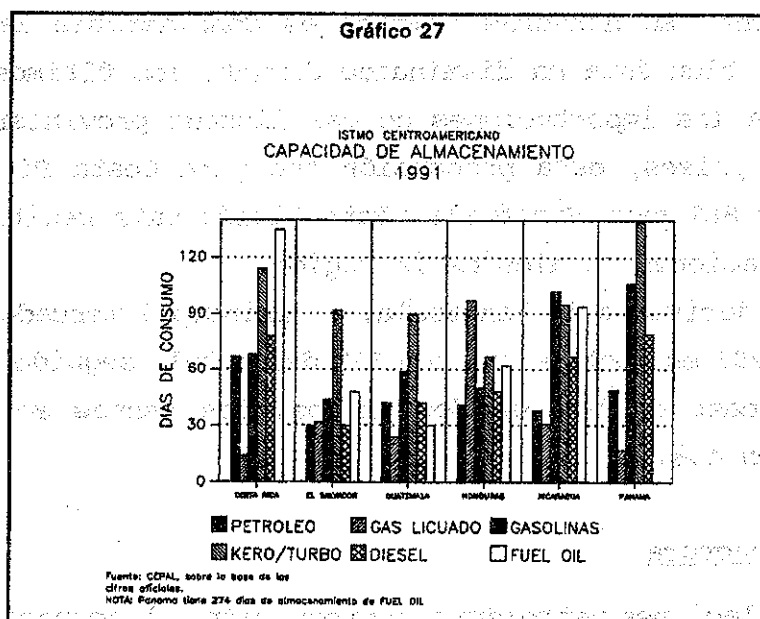
Las instalaciones petroleras de producción, almacenamiento, transporte y expendio de hidrocarburos es antigua e ineficiente en la mayoría de los países, sobre todo en el aspecto de refinación. La situación de las instalaciones portuarias limita, en algunos casos, el tamaño del barco que puede atracar. Tal es el caso de Guatemala, en que el azolvamiento de la bahía de Amatique, en el Atlántico, cada vez disminuye más el calado permisible.

Es manifiesta la escasa capacidad de almacenamiento por lo que el suministro se tiene que realizar con embarques pequeños y frecuentes. En los últimos años, las capacidades de almacenamiento casi no aumentaron en relación con la demanda. En 1991, la región contaba con almacenamiento para un consumo de 43 días de petróleo crudo, 70 días de gasolina y 56 días de diesel. Entre los países, como caso extremo, el almacenamiento en El Salvador cubre un consumo de 44 días de gasolina, 30 días de diesel y 30 días de crudo.

En Honduras, la capacidad es aún limitada, pese a que recientemente se incrementó la capacidad de almacenamiento de derivados. El almacenamiento de los otros países es algo mejor con respecto a los derivados, pero insuficiente para el crudo. (Véase el gráfico 27).

Recientemente no ha habido variaciones importantes en la capacidad instalada ni en el equipamiento técnico de las refinerías de América Central.

Gráfico 27



El poder de negociación de los responsables de las importaciones en el mercado internacional depende también de la disponibilidad de almacenamiento suficiente y en sitios estratégicos. Si sólo se realizan importaciones para cubrir la demanda inmediata de cada país, las posibilidades de acelerar o demorar la adquisición se limitan y se pierde flexibilidad para aprovechar las ventajas económicas de un mercado que presenta oportunidades a corto plazo.

La escasa capacidad de almacenamiento conlleva mucho riesgo de interrupciones del abastecimiento, con las consiguientes repercusiones económicas y políticas, riesgo que se disminuye reduciendo los volúmenes de las importaciones y aumentando la frecuencia de los embarques. Esto repercute de manera directa en los costos de compra del petróleo y sus derivados.

Las refinерías existentes fueron diseñadas para satisfacer estructuras del consumo que prevalecían hace quince años o más. Están conformadas por unidades de destilación atmosférica, tratamiento de destilados y reformadores catalíticos. Las refinерías de Escuintla (Guatemala), Puerto Cortés (Honduras) y Bahía las Minas (Panamá) son operadas por la TEXACO, mientras que las refinерías de Acajutla (El Salvador) y Managua (Nicaragua) son operadas por la ESSO. La única refinería manejada por una empresa estatal es la de RECOPE en Costa Rica. (Véase el cuadro 7.)

Cuadro 7

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE REFINACION, 1991

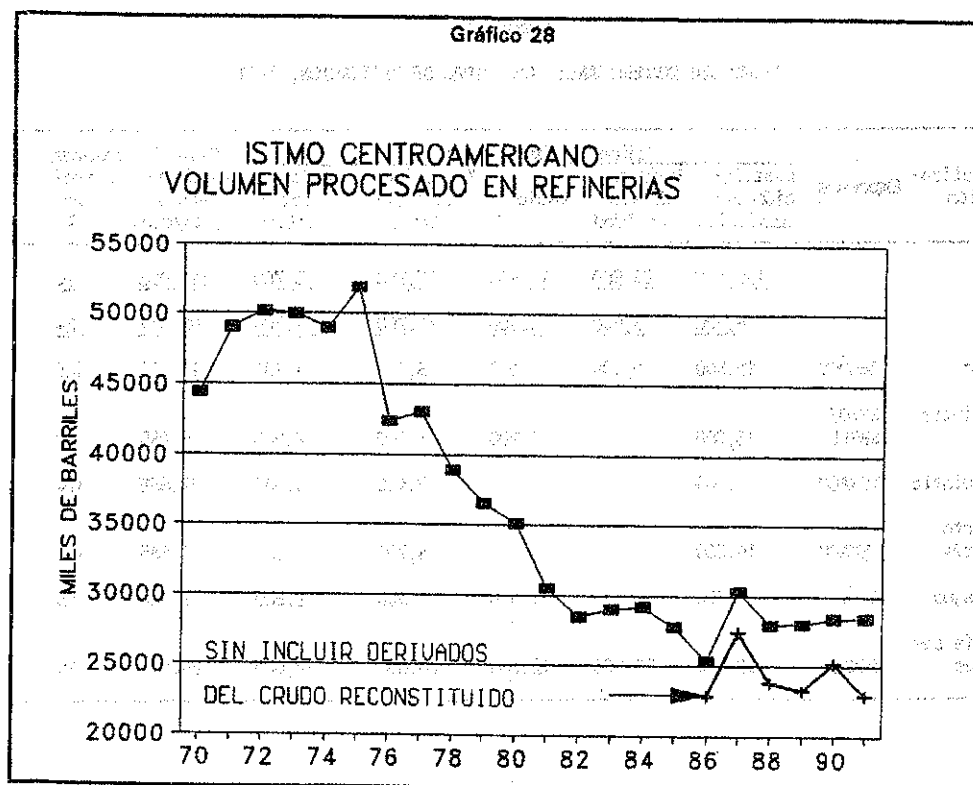
País	Localiza- ción	Empresas	Unidades (barriles/día)				Reform. cata- lítico	Demanda de deri- vados (bls/día)	Demanda/ capaci- dad (%)
			Destila- ción at- mosférica	Reductor de vis- cosidad	Vacío	Tratamiento de desti- lados			
Total			<u>156,500</u>	<u>26,500</u>	<u>16,400</u>	<u>47,200</u>	<u>23,700</u>	<u>115,058</u>	<u>74</u>
Total a/			<u>76,500</u>	<u>6,500</u>	<u>4,400</u>	<u>21,200</u>	<u>11,700</u>	<u>95,014</u>	<u>124</u>
Costa Rica	Mofn	RECOPE	15,500	6,500	600	3,100	1,200	19,414	125
El Salvador	Acajutla	ESSO/ SHELL	16,000		1,900	6,500	2,900	19,055	119
Guatemala	Escuintla	TEXACO	17,000			2,400	3,000	29,638	174
Honduras	Puerto Cortés	TEXACO	14,000			4,700	1,800	14,885	106
Nicaragua	Managua	ESSO	14,000		1,900	4,500	2,800	12,022	86
Panamá	Bahía Las Minas	TEXACO	80,000	20,000	12,000	26,000	12,000	20,044	25

a/ Sin Panamá.

La ineficiencia de estas refinerías provoca que sus productos sean más caros que los del mercado internacional. Si continúan operando se debe a que, de esta forma, se mantiene una alternativa de suministro. Además, en la mayoría de los países funcionan a base de "utilidades garantizadas". Si se les dejara competir libremente, es posible que algunas fueran transformadas en terminales de almacenamiento.

A nivel regional, al examinar el volumen total de petróleo crudo y reconstituido procesado, se aprecia que la participación de las refinerías locales en el abastecimiento de derivados ha estado decreciendo continuamente en los últimos 20 años. (Véase el gráfico 28).

Esta evolución obedece fundamentalmente a que Panamá redujo sus exportaciones y por lo tanto la producción de su refinería. En 1991 sólo refinó el 30% con respecto a 1970. En el resto de los países, la producción total de derivados ha permanecido en estrecha relación con los requerimientos internos de búnker: en el período mencionado se observa en Guatemala una tendencia decreciente, mientras que en Honduras, donde la trayectoria era similar, ocurrió un cambio, al aumentar la producción a partir de 1982, motivado por el incremento de la demanda industrial de



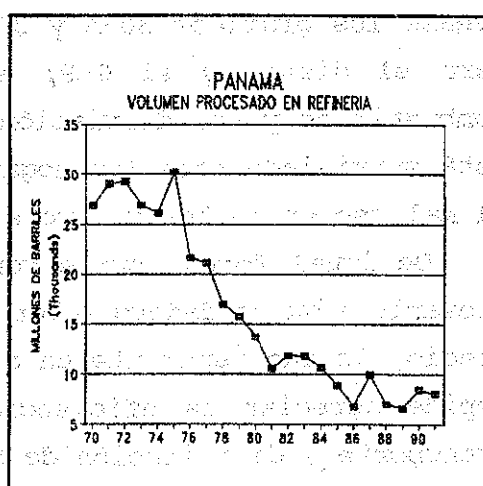
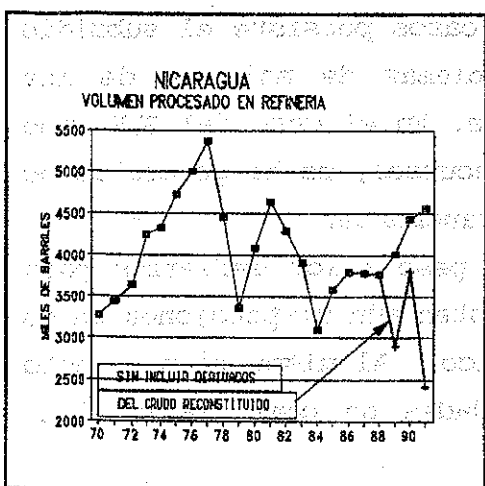
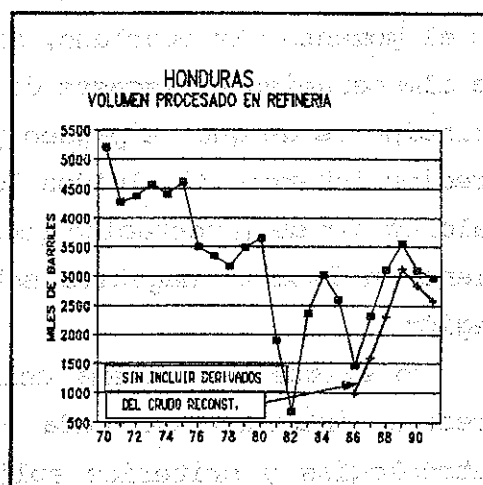
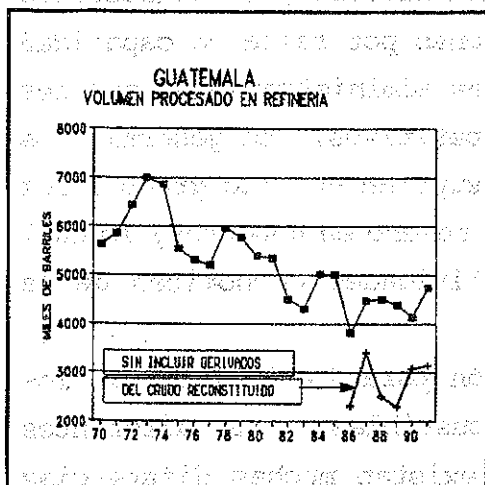
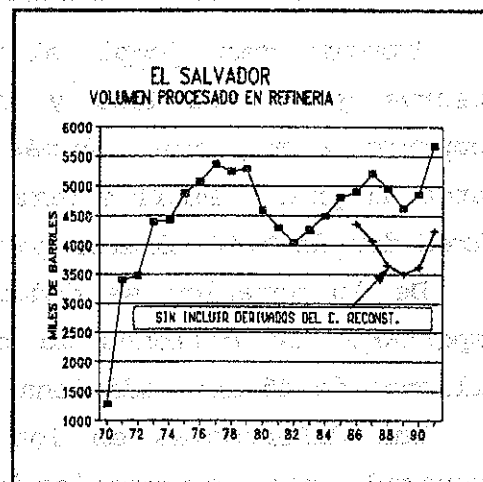
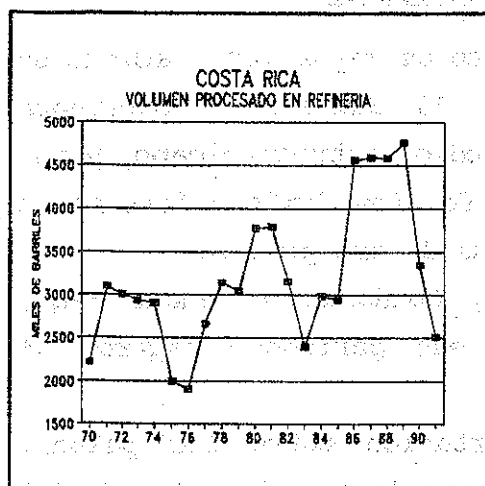
búnker. En El Salvador, el volumen de producción se ha mantenido bastante estable y en Nicaragua ha sido decreciente, apreciándose una tendencia creciente a partir de 1984, mientras que Costa Rica presenta una tendencia creciente. (Véase el gráfico 29).

Para precisar el verdadero papel de las refinерías en el abastecimiento a los países, es necesario diferenciar el volumen de crudo y el de los derivados incluidos en el crudo reconstituido.

Para este efecto, a partir de 1986 se desagregó el crudo reconstituido, dejando el volumen de petróleo sin incluir los derivados; en el gráfico 27 se observa que para El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua, el volumen de crudo procesado fue considerablemente menor.

La mayor parte del transporte interno de productos refinados se realiza por medio de camiones cisterna. La construcción de poliductos mejoraría dicho transporte y se economizarían gastos.

Gráfico 29
Participación de las Refinerías



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

d) Los precios de importación e internos en la región

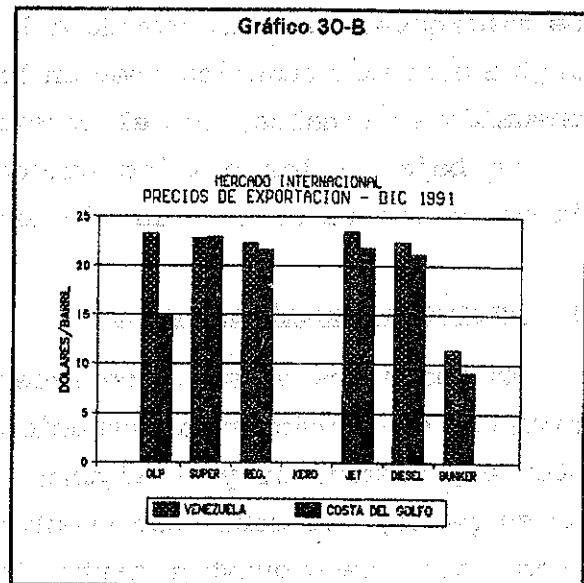
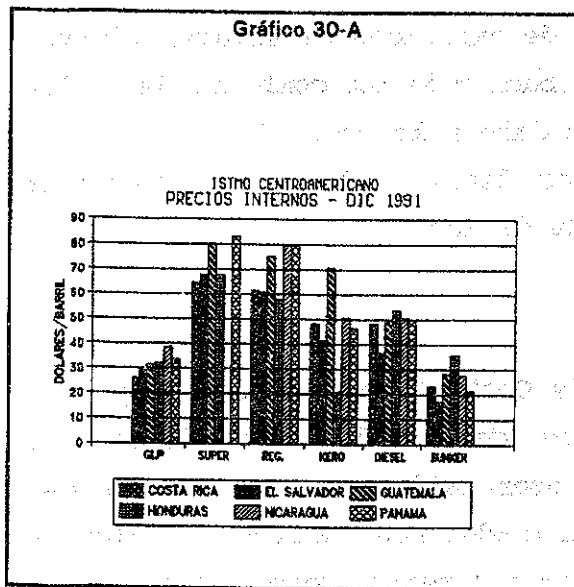
Tomando como ejemplo el diesel, el producto de mayor importación, se observa que entre 1989 y 1991, Costa Rica, El Salvador y Nicaragua compraron a un precio fob más bajo que el promedio centroamericano, y muy cerca al precio PLATT's para la costa del Golfo. Los demás países están alrededor de 2.40 dólares por barril por encima de ese precio.

De lo anterior se deduce que Guatemala, Honduras y Panamá --que importaron 14 millones de barriles durante ese período-- pagaron 34 millones de dólares adicionales.

Las diferencias en los costos de importación entre los países, comparadas con los promedios internacionales, demuestran la importancia del poder de negociación de los compradores y su flexibilidad para abastecerse en el momento más oportuno, sin tener limitaciones por falta de capacidad de almacenamiento, escasez de divisas o trámites administrativos, razones principales de que se paguen precios menos competitivos. En general, los precios internos (incluidos los ex-refinería) superan en alto grado a los valores cif de importación (con excepción del keroseno en Honduras) lo cual tiene un impacto negativo sobre todas las actividades económicas de la región.

No existe un sistema uniforme en la región para la fijación de los precios internos de cada uno de los combustibles. Las diferentes metodologías y criterios aplicados hacen que existan muchas diferencias entre los precios que, en términos generales, debieran ser muy parecidos. (Véase los gráficos 30-A y 30-B). En algunos casos persiste el subsidio para el diesel y el GLP; esto provoca problemas de mal uso de los combustibles y una desviación de los subsidios. En el caso del GLP, que está subsidiado para los hogares de escasos recursos, se ha generalizado el mal uso en sectores como el industrial o transporte.

De igual forma ocurre con el diesel, que pese a los esfuerzos para llevarlo a su verdadero valor económico, persisten aún distorsiones en su precio, lo que repercute en el sistema económico. Al mismo tiempo, esto impide apreciar la eficiencia de las actividades de comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.



Las diferencias significativas para los precios internos en países vecinos fomenta el contrabando y una mala asignación de los recursos. Por estas mismas distorsiones, introducidas por los diferentes mecanismos internos, existen fuertes discrepancias entre dichos precios internos y el nivel de los precios internacionales.

e) Aspectos financieros

El monto elevado de divisas requerido para la importación de hidrocarburos ocasiona que los países tengan que asignar con prioridad la disponibilidad de divisas que garanticen las importaciones. El Acuerdo de San José permite diferir un 20% de este monto, lo cual es un ahorro momentáneo, ya que al vencimiento deberá cubrirse el pago de esas mismas más sus respectivos intereses. Esto ha obligado a los países a endeudarse, no para inversión, sino para consumo.

De ahí la importancia de los programas de ahorro y uso eficiente de energía en cuyo consumo los hidrocarburos juegan un papel muy importante en la región. El ahorro que se logre tendría una inmediata repercusión sobre el monto de las divisas requeridas.

Esta situación de falta de divisas se presentó durante la década de los ochenta en varios de los países, provocando atrasos en la entrega de

los embarques, lo cual, aunado a la falta de capacidad de almacenamiento, llegó a provocar restricciones en la distribución de los combustibles a los consumidores finales, con el consiguiente daño a la economía.

La baja en los precios habida en los últimos años ha aliviado la situación con respecto a la disposición de divisas.

f) Aspectos institucionales

En todos los países, con excepción de Costa Rica, existen compañías privadas de carácter internacional, que desarrollan actividades de importar, distribuir y en algunos casos comercializar los hidrocarburos. Por su parte, los gobiernos cuentan con unidades reguladoras que algunas veces están desprovistas tanto de recursos humanos como materiales y financieros. En El Salvador y Honduras existen entidades formalmente establecidas que se encarguen de regular todo lo relacionado con calidad, precios y garantía de abastecimiento en el país.

En Guatemala, Nicaragua y Panamá existen las respectivas Direcciones de Hidrocarburos, cuya principal función es garantizar el correcto y normal abastecimiento, así como establecer los mecanismos de precios para una adecuada comercialización.

Aún cuando tres países cuentan con una organización formalmente establecida, padecen la falta de recursos humanos calificados, situación que los coloca en desventaja frente a las compañías internacionales y limita fuertemente su campo de acción frente a otras áreas como la importación directa y el Mercado de Futuros. Tampoco disponen del equipo mínimo necesario requerido para tener una comunicación inmediata, que es necesaria para una adecuada y eficiente comercialización de los hidrocarburos.

Tampoco existe una buena comunicación, a nivel centroamericano, entre los diversos integrantes de estas entidades, por lo que ha sido preocupación de la CEPAL promover la creación de organismos como el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC), conformado por los Directores de Hidrocarburos de cada uno de los países.

En un estudio elaborado recientemente por OLADE y la CEPAL se identificaron propuestas de estrategia para mejorar el abastecimiento de

hidrocarburos en la región, lo que implica tomar decisiones en las áreas de comercialización, industrialización, tributación y control. Este conjunto de estrategias constituye un plan que busca armonizar las políticas entre los países del Istmo Centroamericano, a fin de establecer y consolidar a mediano plazo un mercado libre, competitivo y eficiente en el subsector de hidrocarburos, en el interior de los países y en el conjunto de la región. Las propuestas --actualmente en análisis al interior de cada país-- se plantearon a los gobiernos de América Central en la Segunda Reunión 6/ del Foro Regional Energético de América Central (FREAC), integrado por los Ministros de Energía y Minas de los seis países del Istmo Centroamericano.

Para alcanzar este objetivo es necesario pasar previamente por un período de transición, que en términos generales no debería prolongarse más allá de cinco años. Las acciones a llevar a cabo en este período de transición se caracterizan fundamentalmente por la adopción de algunas medidas de política económica, tendientes a la apertura y liberalización de los mercados, aunque con una eventual protección industrial (de carácter temporal) a las refinerías.

g) Perspectivas del subsector hidrocarburos

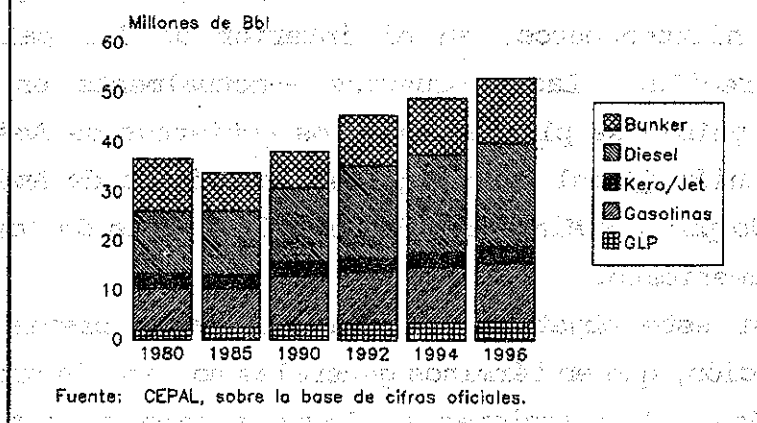
El predominio de los hidrocarburos como principal fuente de energía comercial en el Istmo Centroamericano continuará en un lapso predecible, ya que las posibilidades de cambio estructural en el balance energético son limitadas. Estimaciones del consumo para los próximos cinco años indican que para 1996 se estarán consumiendo en el Istmo Centroamericano aproximadamente 53 millones de barriles, es decir, 26% más que en 1991. (Véase el gráfico 31.)

Aun cuando no se pueda desplazar totalmente al petróleo como principal fuente de energía comercial, el hecho de reducir su participación en el consumo de energía comercial (por ejemplo de un 65% actual a un 55% al final de la presente década) implica un esfuerzo continuo de gran magnitud para los países de la región. La utilización y suministro eficiente de los

6/ Efectuada en la ciudad de Guatemala, los días 29 y 30 de abril de 1992.

Gráfico 31

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS



hidrocarburos debe ser una de las metas a alcanzar en el sector energético centroamericano.

Para lograr estas perspectivas es necesario optimizar la gestión del subsector petrolero, incluyendo los sistemas de transporte, distribución y comercialización. En general, en los países de América Central se está analizando la conveniencia de seguir utilizando las refinerías existentes frente a importar productos limpios. Esta gestión óptima puede significar, en el corto plazo, una disminución apreciable de los costos del abastecimiento petrolero. En el mediano y largo plazo, los programas de ahorro y uso eficiente de energía serán fundamentales para reducir la participación de los hidrocarburos en el balance energético regional.

Anexo estadístico

unbekannt.

Cuadro I-1

ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA
Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA, 1990

	Demanda Máxima	Potencia instalada (MW)					Generación neta (GWh)				
		Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel
Istmo	2614.5	4114.8	2697.2	165.0	519.5	733.1	14230.1	12165.0	770.4	1052.2	242.5
Costa Rica	682.0	888.5	747.3	-	10.0	131.2	3543.0	3497.4	-	-	45.6
El Salvador	412.3	650.4	388.0	95.0	63.0	104.4	2164.4	1641.5	384.3	124.9	13.7
Guatemala	452.2	807.9	488.1	-	116.0	203.8	2318.4	2140.6	-	81.2	96.6
Honduras	351.0	524.6	423.0	-	-	101.6	2273.6	2278.6	-	-	-5.0
Nicaragua	253.0	360.0	100.0	70.0	175.0	15.0	1308.2	401.4	386.1	516.2	4.5
Panamá	464.0	883.4	550.8	-	155.5	177.1	2622.5	2205.5	-	329.9	87.1

	Energía				Factor Carga (%)	Combustible (MBI)	
	Generación neta	Expor- tación	Impor- tación	Dispo- nible		Bunker	Diesel
Istmo	14230.1	482.6	485.0	14232.5	62.1	2268.3	663.3
Costa Rica	3543.0	31.9	186.3	3697.4	61.9	10.2	101.8
El Salvador	2164.4	9.5	10.8	2165.7	60.0	269.1	42.0
Guatemala	2318.4	10.8	9.5	2317.1	58.5	256.0	188.0
Honduras	2273.6	337.4	3.2	1939.4	63.1	0.0	0.5
Nicaragua	1308.2	3.2	71.2	1376.2	62.1	1044.0	22.0
Panamá	2622.5	89.8	204.1	2736.8	67.3	689.0	314.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Las exportaciones e importaciones de Panamá incluyen a otros sistemas.

Cuadro I -2

**ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA/DEMANDA DE POTENCIA
Y SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA, 1991**

	Demanda Máxima	Potencia instalada (MW)					Generación neta (GWh)				
		Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel	Total	Hidro	Geo	Vapor	Diesel
Istmo	2791.7	4262.9	2704.4	165.0	519.5	874.0	14932.2	11378.7	849.3	1680.3	1024.0
Costa Rica	717.6	1005.6	751.6	-	10.0	244.0	3805.3	3629.6	-	14.0	161.7
El Salvador	447.0	650.4	388.0	95.0	63.0	104.4	2230.4	1262.5	391.6	371.3	205.0
Guatemala	495.1	835.9	488.1	-	116.0	231.8	2429.6	1804.3	-	316.0	309.3
Honduras	377.0	524.6	423.0	-	-	101.6	2312.9	2312.7	-	-	0.2
Nicaragua	271.0	363.0	103.0	70.0	175.0	15.0	1373.4	333.5	457.7	581.5	0.7
Panamá	484.0	883.4	550.8	-	155.5	177.1	2780.6	2036.1	-	397.4	347.1

	Energía					Factor Carga (%)	Combustible (MBI)	
	Generación neta	Expor- tación	Impor- tación	Dispo- nible	Raciona- miento		Bunker	Diesel
Istmo	14932.2	514.5	560.4	14978.1	233.1	61.2	3410.5	2434.7
Costa Rica	3805.3	64.0	83.1	3824.5	-	60.8	119.5	248.4
El Salvador	2230.4	11.7	6.9	2235.6	160.8	57.1	770.3	601.0
Guatemala	2429.6	6.9	1.7	2424.4	43.0	55.9	575.0	775.0
Honduras	2312.9	217.9	3.6	2098.6	-	63.5	-	6.5
Nicaragua	1373.4	187.7	290.7	1476.4	23.3	62.2	1133.0	12.0
Panamá	2780.6	36.4	174.4	2918.7	6.0	68.8	812.8	791.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Para Panamá se incluyen 68 GWh en importaciones y 25.8 en exportaciones a la Cia. del Canal.

En la generación con diesel de Costa Rica se incluye la mezcla bunker-diesel (55.3 GWh).

El racionamiento estimado por CEL incluye el efecto de sabotaje.

Cuadro I-3

ISTMO CENTROAMERICANO: ENERGIA HIDROELECTRICA GENERABLE EN CADA PAIS
GWh

	DATOS HISTORICOS						HIDROCONDICIONES		
	1987	1988	1989	1990	1991	PROMEDIO	CRITICA	MEDIA	VALOR ESPERADO
ISTMO	9979	10658	11519	12166	11380	11140	9418	12487	12090
COSTA RICA	2994	3040	3318	3497	3630	3296	2613	3522	3408
EL SALVADOR	1128	1297	1419	1642	1263	1350	1318	1749	1673 a/
GUATEMALA	1698	1847	2086	2141	1804	1915	1471	2194	2097
HONDURAS	1741	1897	1988	2279	2313	2044	1972	2126	2116 a/
NICARAGUA	393	385	534	401	334	409	214	462	431
PANAMA	2025	2192	2174	2206	2036	2127	1830	2434	2365 a/

a/ Estos valores esperados no se podran obtener en 1992 por lo bajo de los niveles en El Cajón y Bayano al término del invierno-91.

En las simulaciones, se utilizó para El Salvador, el promedio de los últimos 4 años, para Nicaragua y Panamá, se utilizó el promedio de los últimos 5 años.

CUADRO 1 - 4
ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	COSTA RICA (GWh)	EL SALVADOR (GWh)	GUATEMALA (GWh)	HONDURAS (GWh)	NICARAGUA (GWh)	PANAMA (GWh)
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
1992	3898.5	2440.0	2645.0	2257.0	1514.6	3044.8
1993	4122.2	2565.0	2809.1	2334.2	1547.0	3247.5
1994	4374.7	2711.0	2971.2	2366.1	1594.6	3406.7
1995	4651.4	2877.0	3130.4	2449.5	1649.4	3574.7
1996	4944.5	3021.0	3289.6	2537.1	1808.0	3749.7
1997	5257.8	3205.0	3445.9	2642.1	2033.9	3934.4
1998	5581.7	3411.0	3601.2	2793.4	2134.9	4129.3
1999	5929.7	3638.0	3754.5	2959.2	2246.1	4335.1
2000	6296.0	3910.0	3906.9	3137.2	2372.5	4552.2
T. C.(%)	6.2	6.1	5.0	4.2	5.8	5.2

66

	TOTAL (GWh)	BLOQUE NORTE (MW) a	BLOQUE NORTE (MW) b	TOTAL (GWh)	BLOQUE SUR (MW) a	BLOQUE SUR (MW) b	TOTAL DE LA REGION (GWh)	TOTAL DE LA REGION (MW) a	TOTAL DE LA REGION (MW) b
1992	5085.0	989.3	933.7	10714.9	1964.0	1853.5	15799.9	2953.3	2787.2
1993	5374.1	1045.5	986.7	11250.9	2056.9	1941.2	16625.0	3102.4	2927.9
1994	5682.2	1097.7	1036.0	11742.1	2144.2	2023.6	17424.3	3241.9	3059.5
1995	6007.4	1160.0	1094.8	12325.0	2248.2	2121.7	18332.4	3408.2	3216.5
1996	6310.6	1209.2	1141.2	13039.3	2377.3	2243.6	19349.9	3586.5	3384.8
1997	6650.9	1274.5	1202.8	13868.2	2528.0	2385.8	20519.1	3802.5	3588.6
1998	7012.2	1343.7	1268.1	14639.3	2668.7	2518.6	21651.5	4012.4	3786.7
1999	7392.6	1415.0	1335.4	15470.1	2820.0	2661.4	22862.7	4235.0	3996.8
2000	7816.9	1485.2	1401.7	16357.9	2981.3	2813.6	24174.8	4466.5	4215.3
T. C.(%)	5.5	5.2	5.2	5.4	5.4	5.4	5.5	5.3	5.3

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales

a/ Demanda maxima no coincidente

b/ Demanda maxima coincidente

DEMANDAS.WK3

Cuadro 1-5

COSTA RICA: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Periodo de servicio		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta				922.3	955.7	1008.2	1098.2	1150.7	1174.7	1287.2	1464.2	1516.7
Hidroeléctricas				747.3	780.7	870.7	870.7	870.7	870.7	870.7	1047.7	1047.7
El Arenal	157.5	1979	2029	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0	156.0
Corobici	174.0	1982	2032	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0	174.0
Sachí	100.8	1967	2017	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8
Río Macho	120.0	1970	2020	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
Garita	127.4	1987	2037	126.0	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4	127.4
Menores	42.5			42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5	42.5
Magatas	4.0	1991	2041	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Belén, Electriona,	24.0	1991	2041	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Sandillal	32.0	1993	2043	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0
Toro I a/	24.0	1994	2044			24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Toro II a/	66.0	1994	2044			66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0
Angostura	177.0	1998	2048							177.0	177.0	177.0
Geotérmicas				-	0.0	52.5	52.5	105.0	105.0	105.0	105.0	157.5
Miravalles I	52.5	1993	2018			52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
Miravalles II	52.5	1995	2020			52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
Miravalles III	52.5	1997	2022									
Plantas de vapor				10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	122.5	122.5	122.5
San Antonio	26.8	1954	1979	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Central 1	125	1997	2017							112.5	112.5	112.5
Combustión interna				24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	48.0	48.0	48.0	48.0
Colima	19.6	1962	1982	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Moin	32	1977	1997	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Motor 8.V	24	1996	2016						24.0	24.0	24.0	24.0
Turbinas de gas				141.0	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0	141.0
San Antonio	38.0	1973	1988	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Barranca	41.6	1974	1989	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
Moin Gas	105.0	1991	2006	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0
Demanda máxima				750.0	793.4	842.5	896.5	953.4	1014.1	1076.8	1144.3	1214.7
Reserva				172.3	162.3	165.7	201.7	197.3	160.6	210.4	319.9	302.0
MW				23.0	20.5	19.7	22.5	20.7	15.8	19.5	28.0	24.9
Porcentajes												

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Entran en operación a principios del segundo semestre.

COSTA RICA: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Valor Esperado Anual	GWh								
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total oferta b/				4154.1	4250.1	4641.0	5018.7	5409.6	5577.8	6287.4	7514.4	7905.3
Hidroeléctricas c/				3408.6	3504.6	3504.6	3882.3	3882.3	3882.3	3882.3	5109.3	5109.3
El Arenal	157.5		819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9	819.9
Corobici	174.0		778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1	778.1
Cachi	100.8		516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5	516.5
Rio Macho	120.0		457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6	457.6
Garita	127.4		531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8	531.8
Menores	42.5		204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7	204.7
Nagatas	4.0		30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Belén, Electriona, Sandifal	24.0		70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Toro I	32.0		96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0	96.0
Toro II	24.0		110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
Toro III	66.0		267.7	267.7	267.7	267.7	267.7	267.7	267.7	267.7	267.7	267.7
Angostura	177.0		1227.0	1227.0	1227.0	1227.0	1227.0	1227.0	1227.0	1227.0	1227.0	1227.0
Geotérmicas				-	0.0	390.9	390.9	781.8	781.8	781.8	781.8	1172.7
Miravalles I	52.5	85.0	-	-	390.9	390.9	390.9	390.9	390.9	390.9	390.9	390.9
Miravalles II	52.5	85.0	-	-	0.0	-	-	-	-	-	-	-
Miravalles III	52.5	85.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plantas de vapor				70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1
San Antonio	26.8	80.0	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1
Central I	125.0	72.0	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1	70.1
Combustión interna				105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	273.3	273.3	273.3	273.3
Colima	19.6	50.0	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6
Mofn	32.0	50.0	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6
Motor B.V.	24.0	80.0	-	-	-	-	-	168.2	168.2	168.2	168.2	168.2
Turbinas de gas				570.3	570.3	570.3	570.3	570.3	570.3	570.3	570.3	570.3
San Antonio	38.0	35.0	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2
Barranca	41.6	35.0	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2	55.2
Mofn Gas	105.0	50.0	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9	459.9
Consumo de energía				3998.5	4122.2	4374.7	4651.4	4944.5	5257.8	5581.7	5929.7	6296.0
Reserva												
GWh			255.6	127.9	266.3	367.3	465.1	465.1	320.0	705.7	1584.7	1609.3
Porcentajes			6.6	3.1	6.1	7.9	9.4	9.4	6.1	12.6	26.7	25.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Para calcular la energía potencialmente generable se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología.

EL SALVADOR: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Periodo de servicio		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta				565.6	636.6	646.6	646.6	675.6	701.6	744.1	968.1	1036.6
Hidroeléctricas				377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	377.6	617.6	697.6
5 de Noviembre	201.4	1957	2007	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	71.0	191.0	191.0
15 de Septiembre	156.6	1983	2033	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6	156.6
Cerrón Grande	135.0	1977	2027	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
Guafojo	15.0	1963	2013	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Expansion 5 Nov.	120.0	1999	2049								120.0	120.0
San Marcos	80.0	2000	2050								80.0	80.0
Geotérmicas				55.0	60.0	70.0	70.0	70.0	109.0	164.5	164.5	183.0
Ahuachapán	95.0	1980	2005	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Boca Pozo Berlín	15.0	1992	2018	5.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Boca Pozo Chipilapa	5.0	1994	2019			5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Central Berlín	60.0	1997	2022						19.0	56.0	56.0	56.0
Central Chipilapa	20.0	1998	2023							18.5	18.5	18.5
San Vicente	20.0	2000	2025									
Plantas de vapor				58.0	58.0	58.0	58.0	87.0	87.0	87.0	87.0	57.0
Acajutla	63.0	1969	1994	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	28.0
Ciclo Combinado	30.0	1996	2021					29.0	29.0	29.0	29.0	29.0
Combustión interna				12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Miravalle	18.6	1985	2005	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Turbinas de gas				63.0	129.0	129.0	129.0	129.0	116.0	103.0	87.0	87.0
Soyapango	53.9	1973	1988	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	29.0	16.0		
San Miguel	25.3	1984	1999	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
T. Gas CC	75.0	1993	2008	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0
Demanda máxima a/				457.0	480.0	499.0	530.0	547.0	581.0	618.0	659.0	698.0
Reserva												
MW				108.6	156.6	147.6	116.6	128.6	120.6	126.1	309.1	338.6
Porcentajes				23.8	32.6	29.6	22.0	23.5	20.8	20.4	46.9	48.5

Notas: a/ Pronostico Intermedio de Demanda. PLANICEL/SPDE/28-02-92/11/92.

Fuentes: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 1-8

EL SALVADOR: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh										
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000		
Total oferta b/				2555.7	2823.0	2899.9	2899.9	3106.9	3373.2	3775.3	3839.2	3959.8		
Hidroeléctricas c/				1405.0	1405.0	1405.0	1405.0	1405.0	1405.0	1405.0	1525.0	1720.0		
5 de Noviembre	201.4		432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0	432.0		
15 de Septiembre	156.6		648.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0	519.0		
Cerrón Grande	135.0		414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0	414.0		
Guajoyo	15.0		42.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0		
Expansión 5 Nov.	120.0		120.0								120.0	120.0		
San Marcos	80.0		195.0									195.0		
Geotérmicas				445.5	481.5	558.4	558.4	558.4	558.4	558.4	558.4	558.4		
Ahuachapán	95.0	93.5		409.5	409.5	409.5	409.5	409.5	409.5	409.5	409.5	409.5		
Boca Pozo Berlín	15.0	85.0		36.0	72.0	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7	111.7		
Boca Pozo Chipilapa	5.0	85.0		0.0	0.0	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2	37.2		
Central Berlín	40.0	85.0												
Central Chipilapa	20.0	85.0												
San Vicente	20.0	85.0												
Plantas de vapor				431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9		
Acajutla	63.0	85.0		431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9	431.9		
Ciclo Combinado	30.0	85.0												
Combustión interna				52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6		
Miravalles	18.6	50.0		52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6		
Turbinas de gas				220.8	452.0	452.0	452.0	452.0	452.0	452.0	452.0	452.0		
Soyapango	53.9	40.0		147.2	147.2	147.2	147.2	147.2	147.2	147.2	147.2	147.2		
San Miguel	25.3	40.0		73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6	73.6		
T. Gas CC	75.0	40.0		231.3	231.3	231.3	231.3	231.3	231.3	231.3	231.3	231.3		
Consumo de energía d/				2240.0	2565.0	2711.0	2877.0	3021.0	3205.0	3411.0	3638.0	3910.0		
Reserva														
GWh				315.7	258.0	188.9	22.9	85.9	168.2	364.3	201.2	49.8		
Porcentajes				14.1	10.1	7.0	0.8	2.8	5.2	10.7	5.5	1.3		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

a/ Para calcular la energía potencialmente generable, se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología. a/ Pronóstico Intermedio de Demanda. PLANICEL/SPDE/28-02-92/11/92.

Guatemala: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

Cuadro I-9

(MW)

	Potencia instalada	Período servicio		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta				700.5	765.5	810.5	910.5	909.5	841.5	895.5	1060.5	1060.5
Hidroeléctricas				454.5	454.5	454.5	454.5	462.5	524.5	578.5	688.5	688.5
Menores	10.5	1966	2016	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Los Escalvos	13.0	1969	2019	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Jurún Marinalá	60.0	1982	2032	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Agucapá	85.0	1983	2033	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0
Chixoy	280.0	1985	2035	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0	280.0
Sta. María I	6.0	1997	2047	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Sta. María II	68.0	1996	2046					8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Rio Bobos	8.0	1998	2048									
El Palmar	54.0	1999	2049							54.0	54.0	54.0
Serchil	110.0									110.0	110.0	110.0
Geotérmicas												
Boca de Pozo	5.0	1993	2018		5.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Zunil I	15.0	1994	2019		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Zunil II	55.0	1999	2024			15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Térmicas de vapor				57.0	57.0	87.0	187.0	187.0	187.0	187.0	187.0	187.0
Escuintla 1	33.0	1972	1997			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Escuintla 2	53.0	1977	2002	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Escuintla 3	100.0	1995	2020				100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Laguna 1 y 2	7.0	1960	1985	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Ciclo combinado												
Laguna 2 y 3	34.0	1949	1996	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0				
Vapor 3 y 4	26.0	1960	1996	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0				
Turbinas de gas				131.0	191.0	191.0	191.0	182.0	110.0	110.0	110.0	110.0
Escuintla 1 y 2	25.0	1976	1992	20.0								
Gas 3 y 4	50.0	1978	1996	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0				
Gas 5	32.0	1979	1996	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0				
Gas 6	45.0	1992	2007	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Gas 7	50.0	1993	2008	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Laguna 1	12.5	1964	1995	9.0	9.0	9.0	9.0					
Laguna 4	33.0	1997	2007	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Demanda máxima				532.3	565.5	598.7	630.0	662.2	693.5	725.7	756.0	787.2
Reserva												
MW				168.2	200.0	211.8	280.5	247.3	148.0	169.8	304.5	273.3
Porcentajes				31.6	35.4	35.4	44.5	37.3	21.3	23.4	40.3	34.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro I-10

GUATEMALA: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE DISPONIBLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh									
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
Total energía b/				3244.3	3403.3	3731.3	4432.3	4446.0	4180.3	4417.0	5045.3	5045.3	
Hidroeléctricas c/				2097.3	2097.3	2097.3	2097.3	2163.0	2399.3	2636.0	2830.3	2830.3	
Menores	10.5		69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	69.2	
Los Escalvos	13.0		49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	49.6	
Jurún Marinalá	60.0		159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	159.8	
Agucapá	85.0		322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	322.1	
Chixoy	280.0		1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	1454.3	
Sta. María I	6.0		42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	
Río Bobos	8.0		65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	
Sta. María II	68.0		236.3	236.3	236.3	236.3	236.3	236.3	236.3	236.3	236.3	236.3	
El Palmar	54.0		236.7	236.7	236.7	236.7	236.7	236.7	236.7	236.7	236.7	236.7	
Serchil	110.0		236.6	236.6	236.6	236.6	236.6	236.6	236.6	236.6	236.6	236.6	
Geotérmicas													
Boca de Pozo	5.0	90.0		39.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	
Zunil I	15.0	90.0		39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	
Zunil II	55.0	90.0		118.0	118.0	118.0	118.0	118.0	118.0	118.0	118.0	118.0	
Térmicas de vapor				400.0	400.0	610.0	1311.0	1287.0	1287.0	1287.0	1287.0	1287.0	
Escuintla	33.0	80.0			210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	210.0	
Escuintla 2	53.0	80.0		351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	351.0	
Escuintla 3	100.0	80.0		49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0	
Laguna 1 y 2	7.0	80.0		253.0	281.0	281.0	281.0	281.0	281.0	281.0	281.0	281.0	
Ciclo combinado				140.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	
Laguna 2 y 3	34.0	60.0		113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	113.0	
Vapor 3 y 4	26.0	50.0		494.0	586.0	586.0	586.0	586.0	586.0	586.0	586.0	586.0	
Turbinas de gas				61.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	
Escuintla 1 y 2	25.0	35.0		98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	
Gas 3 y 4	50.0	35.0		92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	
Gas 5	32.0	35.0		153.0	153.0	153.0	153.0	153.0	153.0	153.0	153.0	153.0	
Gas 6	45.0	35.0		28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	
Gas 7	50.0	35.0		92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	
Laguna 1	9.0	35.0											
Laguna 4	30.0	35.0											
Consumo de energía				2645.0	2809.1	2971.2	3130.4	3289.6	3445.9	3601.2	3754.6	3906.9	
Reserva													
GWh				599.3	594.2	760.1	1301.9	1156.4	734.4	815.8	1290.7	1138.4	
Porcentajes				22.7	21.2	25.6	41.6	35.2	21.3	22.7	34.4	29.1	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Para calcular la energía potencialmente generable se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología.

Cuadro 1-11

HONDURAS: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Periodo de servicio		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta				476.5	508.0	508.0	558.0	558.0	598.0	648.0	648.0	628.0
Hidroeléctricas				402.5	434.0	434.0	434.0	434.0	434.0	434.0	434.0	434.0
El Cajón	300.0	1985	2035	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
Cañaveral	31.5	1964	2014	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5	31.5
Río Lindo	80.0	1971	2021	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
Misero	22.5	1982	2032	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Combustión interna				74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	114.0	114.0	114.0	94.0
Ceiba	26.8	1974	1999	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	
Alsthom	30.0	1980	2005	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Sulzer	30.0	1984	2009	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Diesel Lenta	40.0	1997	2012						40.0	40.0	40.0	40.0
Turbinas de gas												
Gas 1	50.0	1995	2010				50.0	50.0	50.0	100.0	100.0	100.0
Gas 2	50.0	1998	2013				50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
La Puerta	15.0	1970	1990							50.0	50.0	50.0
Demanda máxima				422.0	430.2	432.3	443.6	457.0	474.5	501.3	530.1	561
Reserva												
MW				54.5	77.8	75.7	114.4	101.0	123.5	146.7	117.9	67.0
Porcentajes				12.9	18.1	17.5	25.8	22.1	26.0	29.3	22.2	11.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 1-12

HONDURAS: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh									
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
Total oferta b/				2423.9	2423.9	2423.9	2632.0	2632.0	2831.7	3039.7	3039.7	2956.5	
Hidroeléctricas c/				2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	2116.0	
El Cajón	300.0		1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	1376.0	
Cañaveral	31.2		191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	191.0	
Rfo Lindo	80.0		463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	463.0	
Nispero	22.5		86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	86.0	
Combustión interna				307.9	307.9	307.9	307.9	307.9	507.6	507.6	507.6	424.4	
Ceiba	26.8	50.0	83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	83.2	0.0	
Alsthom	30.0	50.0	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	
Sulzer	30.0	50.0	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	
Diesel Lenta	40.0	60.0							199.7	199.7	199.7	199.7	
Turbinas de gas				-	-	-	208.0	208.0	208.0	416.1	416.1	416.1	
Gas 1	50.0	50.0					208.0	208.0	208.0	208.0	208.0	208.0	
Gas 2	50.0	50.0					208.0	208.0	208.0	208.0	208.0	208.0	
La Puerta	15.0	35.0											
Consumo de energía				2257.0	2334.2	2366.1	2449.5	2537.1	2642.1	2793.4	2959.2	3137.4	
Reserva													
GWh				166.9	89.7	57.8	182.5	94.9	189.6	246.3	80.5	-180.9	
Porcentajes				7.4	3.8	2.4	7.4	3.7	7.2	8.8	2.7	-5.8	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Para calcular la energía potencialmente generable se utilizó la capacidad disponible.

b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.

c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología.

Cuadro 1-13

NICARAGUA: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE a/

(MW)

	Potencia instalada	Período de servicio		1992 b/	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta c/				406.0	389.0	402.2	402.2	402.2	458.2	494.2	530.2	570.2
Hidroeléctricas				103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	143.0
Centroamérica	50	1964	2014	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Carlos Fonseca	50	1971	2021	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Wabule-Las Canoas	3	1990	2040	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Montegrande	40	2000	2050									40.0
Geotérmicas				62.0	70.0	70.0	70.0	70.0	126.0	162.0	198.0	198.0
Patricio Argüello	70	1983	2008	62.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0
Monte Galán	108	1997	2022						36.0	72.0	108.0	108.0
Monotonbo	20	1997	2022						20.0	20.0	20.0	20.0
Plantas de vapor d/				170.0	130.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0	145.0
Nicaragua 1	50	1977	2002	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Nicaragua 2	50	1977	2002	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Managua 1	15	1958	1983	10.0	15.0							
Managua 2	15	1958	1983	15.0	15.0							
Managua 3	45	1970	1995	45.0		45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
Combustión interna												
Bluefields	6.3					9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2
Puerto Cabezas	1.6					6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Ometepe	0.9					1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Río San Juan	0.4					0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
						0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Turbinas de gas				71.0	86.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
Chinandega	15	1967	1982	11.0	11.0							
Gas-1	30	1992	2007	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Gas-2	30	1992	2007	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Tinal	15	1992	2007	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Demanda máxima				274.0	280.0	289.0	299.0	328.0	369.0	387.0	407.0	430.0
Reserva				132.0	109.0	113.2	103.2	74.2	89.2	107.2	123.2	140.2
MW				32.5	28.0	28.1	25.7	18.4	19.5	21.7	23.2	24.6
Porcentajes												

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ La demanda máxima para 1992 y 1993 corresponde al Sistema Nacional Interconectado; por ello, no se incluye la capacidad de las plantas aisladas. La información para 1992 y 1993 fue proporcionada por el área de Operación del INE. Para el resto, los datos fueron proporcionados por el área de Planificación.

b/ Gas-1 y Gas-2 entraron en operación en enero y marzo de 1992, respectivamente.

c/ Teórica, ya que se obtiene con la capacidad instalada.

d/ Se supone que las unidades 1 y 2 de Managua y la de Chinandega se retiran a partir de 1994.

NICARAGUA: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/ (GWh)

(GWh)												
Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme	GWh									
			1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
Total oferta b/												
Hidroeléctricas c/												
Centroamérica	50		1665.2	2168.2	2190.7	2219.3	2247.9	2682.8	2955.5	3230.6	3354.6	
Carlos Fonseca	50	223.0	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	430.8	554.8
Wabule-Las Canoas	3	194.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0	223.0
Montegrande	40	13.8	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0	194.0
		124.0	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	124.0
Geotérmicas												
Patricio Argüello	70	87.5	475.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.0	971.0	1243.6	1518.7	1518.7
Monte Galán	108	87.5	475.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.0	536.9	536.9
Monotombo	20	87.5							279.6	552.3	828.4	828.4
Plantas de vapor d/												
Nicaragua 1	50	75.0	536.1	925.4	965.4	965.4	965.4	965.4	965.4	965.4	965.4	965.4
Nicaragua 2	50	75.0	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9
Managua 1	15	60.0	150.0	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9	332.9
Managua 2	15	60.0	53.3	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9
Managua 3	45	75.0	0.0	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9	79.9
			0.0	99.9	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6	299.6
Combustión interna												
Bluefields	6.3	35.0	-	-	28.6	57.2	85.8	85.8	85.8	85.8	85.8	85.8
Puerto Cabezas	1.6	35.0			19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6
Omotepe	0.9	35.0			5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Río San Juan	0.4	35.0			2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Turbinas de gas												
Chinandega	15	35.0	223.3	275.9	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0	230.0
Gas-1	30	35.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
Gas-2	30	35.0	70.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
Timal	15	35.0	61.3	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0	92.0
			46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
Consumo de energía												
			1514.6	1547.0	1594.6	1649.4	1808.0	2033.9	2134.9	2246.1	2372.5	
Reserva												
GWh												
Porcentajes			150.6	621.2	596.1	569.9	439.9	648.9	820.6	984.5	982.1	
			9.0	28.6	27.2	25.7	19.6	24.2	27.8	30.5	29.3	
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales												

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ La información para 1992 y 1993 fue proporcionada por el área de Operación del INE. Para el resto, los datos fueron proporcionados por el área de Planificación.

b/ Teórica, ya que se obtiene con la capacidad instalada.

c/ Se considera una valor esperado de la hidrología.

d/ Para 1992 y donde proceda, para 1993, se toman las rehabilitaciones y mantenimientos programados. Se supone que las unidades 1 y 2 de Managua y la de Chinandega se retiran a partir de 1994.

Cuadro I-15

PANAMA: PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y ESTIMACION DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE

(MW)

	Potencia instalada	Período de operación		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
		Entrada	Salida									
Total oferta				627.0	712.0	812.0	812.0	812.0	877.0	947.0	1028.0	974.0
Hidroeléctricas				453.0	498.0	548.0	548.0	548.0	583.0	583.0	664.0	664.0
Fortuna a/	300.0	1984	2034	280.0	280.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
Bayano	150.0	1976	2026	120.0	120.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
Estrella	42.0	1979	2029	21.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	42.0
Los Valles	48.0	1979	2029	24.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
Menores	11.0			8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Esti I	35.0	1997	2047	-	-	-	-	-	35.0	35.0	35.0	35.0
Esti II	81.0	1999	2049	-	-	-	-	-	-	-	81.0	81.0
Plantas de vapor				70.0	90.0	120.0	120.0	120.0	150.0	200.0	200.0	200.0
Bahía Las Minas	144.0	1990	2015	60.0	80.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
San Francisco	11.5	1991	2016	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Vapor 30	30.0	1997	2022	-	-	-	-	-	30.0	30.0	30.0	30.0
Vapor 50	50.0	1998	2023	-	-	-	-	-	-	50.0	50.0	50.0
Combustión interna				0.0	0.0	20.0	20.0	20.0	20.0	80.0	80.0	80.0
Pielstick	28.0	1976	2001	-	-	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Diesel lenta	60.0	1998	2018	-	-	-	-	-	-	60.0	60.0	60.0
Turbinas de gas				104.0	124.0	124.0	124.0	124.0	124.0	84.0	84.0	30.0
S/E Panamá	42.8	1983	1998	20.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	-	-	-
Bahía Las Minas	60.0	1988	2003	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	-
Monte Esperanza	20.0	1974	1989	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	-	-
Menores	26.0			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	-	-
Turbina de gas 30	30.0	1999	2014	-	-	-	-	-	-	-	30.0	30.0
Demanda máxima				518.8	553.3	580.4	609.0	639.0	670.0	704.0	740.0	776.0
Reserva				108.2	158.7	231.6	203.0	173.0	207.0	243.0	288.0	198.0
MW				20.9	28.7	39.9	33.3	27.1	30.9	34.5	38.9	25.5
Porcentajes												

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ En 1994 termina la construcción de la presa alta.

Mar/92

PANAMA: PROYECCION DEL CONSUMO ANUAL DE ENERGIA Y ENERGIA POTENCIALMENTE GENERABLE a/

	Potencia instalada (MW)	Factor de planta (%)	Energía firme e/	GWh										
				1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000		
Total oferta b/			3083.6	3283.5	3579.1	3871.1	3871.1	3871.1	4289.1	4807.5	5192.2	5005.7		
Hidroeléctricas c/														
Fortuna d/	300.0		1119.0	1119.0	1119.0	1119.0	1119.0	1119.0	1411.0	1411.0	1411.0	1411.0		
Bayano	150.0		584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0	584.0		
Estrella	42.0		236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0	236.0		
Los Valles	48.0		272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0	272.0		
Menores	11.0		74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0		
Esti I	35.0		195.0						195.0	195.0	195.0	195.0		
Esti II	81.0		351.0						351.0	351.0	351.0	351.0		
Plantas de vapor														
Bahía Las Minas	144.0	85.0	495.5	637.1	849.4	849.4	849.4	849.4	1072.4	1444.4	1444.4	1444.4		
San Francisco	11.5	85.0	424.7	566.3	778.6	778.6	778.6	778.6	778.6	778.6	778.6	778.6		
Vapor 30	30.0	85.0	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8		
Vapor 50	50.0	85.0	-	-	-	-	-	-	223.0	223.0	223.0	223.0		
Combustión interna														
Pielstick	28.0	50.0	-	-	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	346.3	346.3	346.3		
Diesel lenta	60.0	50.0	-	-	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	263.0	263.0	263.0		
Turbinas de gas														
S/E Panamá	42.8	35.0	303.1	361.4	361.4	361.4	361.4	361.4	361.4	244.8	278.5	92.0		
Bahía Las Minas	60.0	35.0	58.3	116.6	116.6	116.6	116.6	116.6	116.6	0.0	0.0	0.0		
Monte Esperanza	20.0	35.0	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4	157.4		
Menores	26.0	35.0	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3		
Turbina de gas 30			29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1	29.1		
Consumo de energía			3044.8	3247.5	3406.7	3575.0	3575.0	3750.0	3934.0	4129.0	4335.0	4552.0		
Reserva														
Porcentajes			38.8	36.0	172.4	296.1	296.1	121.1	355.1	678.5	857.2	453.7		
			1.3	1.1	5.1	8.3	8.3	3.2	9.0	16.4	19.8	10.0		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Para calcular la energía potencialmente generable se utilizó la capacidad disponible.
b/ Es igual que la energía disponible o la generación neta.
c/ Corresponde a un valor esperado de hidrología.
d/ En 1994 termina la construcción de la presa alta de Fortuna.
e/ Estimación de hidrología para 1992, por INRE. Niveles bajos de embalses.

Mar/92

Cuadro I-17

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE OFERTA-DEMANDA *
 HIDROLOGIA: "VALOR ESPERADO". GESTION AISLADA. (GWH).

	TOTAL	1992	1993	1994	1995	1996
ISTMO CENTROAMERICANO						
HIDROELECTRICA	58991	11261	11606	11881	12077	12167
GEOTERMICA	7027	854	1034	1589	1589	1960
TERMICA	21305	3505	3973	3941	4663	5224
FALTANTE	208	180	12	13	3	0
DEMANDA	87531	15800	16625	17424	18332	19350
COSTA RICA						
HIDROELECTRICA	17927	3405	3489	3547	3743	3743
GEOTERMICA	1482			370	370	741
TERMICA	2582	493	633	457	538	461
FALTANTE	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	21991	3899	4122	4375	4651	4945
EL SALVADOR						
HIDROELECTRICA	6974	1359	1400	1405	1405	1405
GEOTERMICA	2750	470	510	590	590	590
TERMICA	3862	583	655	716	882	1026
FALTANTE	28	28	0	0	0	0
DEMANDA	13614	2440	2565	2711	2877	3021
GUATEMALA						
HIDROELECTRICA	10545	2096	2096	2096	2096	2161
GEOTERMICA	454		35	140	140	140
TERMICA	3845	549	678	735	895	988
FALTANTE	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	14845	2645	2809	2971	3130	3290
HONDURAS						
HIDROELECTRICA	10232	1865	2085	2086	2086	2111
TERMICA	1670	379	237	267	360	427
FALTANTE	42	13	13	14	4	0
DEMANDA	11944	2257	2334	2366	2450	2537
NICARAGUA						
HIDROELECTRICA	2045	409	409	409	409	409
GEOTERMICA	2341	384	489	489	489	489
TERMICA	3682	675	649	697	751	910
FALTANTE	46	47	0	-1	0	0
DEMANDA	8114	1515	1547	1595	1649	1808
PANAMA						
HIDROELECTRICA	11268	2127	2127	2338	2338	2338
TERMICA	5664	825	1121	1069	1237	1412
FALTANTE	92	93	-1	0	0	0
DEMANDA	17024	3045	3248	3407	3575	3750

* Resultados obtenidos con el simulador SOSEICA.

Cuadro I-18
ISTMO CENTROAMERICANO: DESGLOSE DEL DESPACHO DEL CUADRO I-17.

	TOTAL			COSTA RICA		EL SALVADOR		GUATEMALA						
	BUNK.	CRUDO	DIESEL TOTAL	BUNK.	DIESEL TOTAL	BUNK.	DIESEL TOTAL	BUNK.	CRUD	DIESEL TOTAL				
TOTA GWH	14795.4	976.7	5435.6	21207.7	1058.0	1523.8	2581.8	1984.6	1878.0	3862.6	2759.1	976.7	111.5	3847.3
MBI	29137.6	1519.7	14632.2	45289.5	1791.7	4352.3	6144.0	3752.1	5053.6	8805.7	5178.5	1519.7	302.1	7000.3
1992 GWH	2386.8	193.9	924.7	3505.4	208.2	284.8	493.0	350.0	233.6	583.6	333.4	193.9	22.2	549.5
MBI	4799.3	301.7	2623.8	7724.8	362.8	810.3	1173.1	670.2	707.7	1377.9	658.6	301.7	50.2	1010.5
1993 GWH	2644.7	195.7	1133.4	3973.8	229.4	404.0	633.4	351.4	303.6	655.0	413.6	195.7	69.1	678.4
MBI	5251.3	304.5	3081.8	8637.6	407.0	1150.0	1557.0	673.0	795.0	1468.0	815.8	304.5	188.7	1309.0
1994 GWH	2913.7	195.7	831.8	3941.2	198.9	258.0	456.9	354.7	361.3	716.0	519.9	195.7	20.2	735.8
MBI	5706.7	304.5	2281.1	8292.3	235.1	731.2	966.3	679.2	976.2	1655.4	1042.9	304.5	63.2	1410.6
1995 GWH	3197.5	195.7	1169.6	4562.8	212.8	324.9	537.7	354.7	527.3	882.0	699.5	195.7	0.0	895.2
MBI	6277.4	304.5	3129.0	9710.9	417.0	933.1	1350.1	679.2	1411.0	2090.2	1243.6	304.5	0.0	1548.1
1996 GWH	3652.7	195.7	1376.1	5224.5	208.7	252.1	460.8	573.8	452.2	1026.0	792.7	195.7	0.0	988.4
MBI	7102.9	304.5	3516.5	10923.9	369.8	727.7	1097.5	1050.5	1163.7	2214.2	1417.6	304.5	0.0	1722.1

	HONDURAS		NICARAGUA		PANAMA				
	BUNK.	DIESEL TOTAL	BUNK.	DIESEL TOTAL	BUNK.	DIESEL TOTAL			
TOTAL									
GWH	1440.4	229.7	1670.1	3553.4	128.5	3681.9	3999.9	1564.1	5564.0
MBI	3472.0	1112.4	4584.4	6761.6	307.2	7068.8	8181.7	3504.6	11686.3
1992									
GWH	330.2	49.1	379.3	670.0	5.0	675.0	495.0	330.0	825.0
MBI	785.4	255.2	1040.6	1264.3	12.4	1276.7	1058.0	788.0	1846.0
1993									
GWH	223.4	13.6	237.0	649.0	0.0	649.0	777.9	343.1	1121.0
MBI	531.2	126.1	657.3	1222.5	0.0	1222.5	1601.8	822.0	2423.8
1994									
GWH	242.2	24.4	266.6	693.0	3.9	696.9	905.0	164.0	1069.0
MBI	622.2	111.8	734.0	1312.3	8.8	1321.1	1815.0	389.9	2204.9
1995									
GWH	302.5	57.4	359.9	720.0	31.0	751.0	908.0	229.0	1137.0
MBI	719.5	265.3	984.8	1372.6	76.8	1449.4	1845.5	442.8	2288.3
1996									
GWH	342.1	85.2	427.3	821.4	88.6	910.0	914.0	498.0	1412.0
MBI	813.7	354.0	1167.7	1589.9	209.2	1799.1	1861.4	1061.9	2923.3

Nota: MBI: miles de barriles

Cuadro I-19

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE OFERTA-DEMANDA *
HIDROLOGIA: "VALOR ESPERADO". GESTION COORDINADA. (GWH).

	TOTAL	1992*	1993	1994	1995	1996
ISTMO CENTROAMERICANO						
HIDROELECTRICA	59076	11264	11674	11888	12083	12167
GEOTERMICA	7027	854	1034	1589	1589	1960
TERMICA	21370	3622	3917	3947	4661	5223
INTERCAMBIO	-60	-60	0	0	0	0
DEMANDA	87531	15800	16625	17424	18332	19350
COSTA RICA						
HIDROELECTRICA	17973	3405	3535	3547	3743	3743
GEOTERMICA	1482			370	370	741
TERMICA	1505	583	242	246	206	228
INTERCAMBIO	-1033	90	-346	-211	-333	-233
DEMANDA	21991	3899	4122	4375	4651	4945
EL SALVADOR						
HIDROELECTRICA	6979	1359	1405	1405	1405	1405
GEOTERMICA	2750	470	510	590	590	590
TERMICA	2545	383	379	370	709	704
INTERCAMBIO	-1340	-228	-271	-346	-173	-322
DEMANDA	13614	2440	2565	2711	2877	3021
GUATEMALA						
HIDROELECTRICA	10545	2096	2096	2096	2096	2161
GEOTERMICA	454		35	140	140	140
TERMICA	5962	777	949	1081	1562	1593
INTERCAMBIO	2116	228	271	346	667	605
DEMANDA	14845	2645	2809	2971	3130	3290
HONDURAS						
HIDROELECTRICA	10266	1868	2102	2093	2092	2111
TERMICA	1570	379	275	281	294	341
INTERCAMBIO	-108	-10	43	8	-64	-85
DEMANDA	11944	2257	2334	2366	2450	2537
NICARAGUA						
HIDROELECTRICA	2045	409	409	409	409	409
GEOTERMICA	2341	384	489	489	489	489
TERMICA	4705	675	1069	909	992	1060
INTERCAMBIO	977	-47	420	213	241	150
DEMANDA	8114	1515	1547	1595	1649	1808
PANAMA						
HIDROELECTRICA	11268	2127	2127	2338	2338	2338
TERMICA	5083	825	1003	1060	898	1297
INTERCAMBIO	-673	-93	-118	-9	-339	-115
DEMANDA	17024	3045	3248	3407	3575	3750

* En 1992 hay faltantes en El Salvador, Nicaragua y Panamá.

Cuadro 1-20
ISTMO CENTROAMERICANO: DESGLOSE DEL DESPACHO DEL CUADRO 1-19

	TOTAL			COSTA RICA			EL SALVADOR			GUATEMALA		
	BUNK.	CRUDO	DIESEL TOTAL	BUNK.	DIESEL	TOTAL	BUNK.	DIESEL	TOTAL	BUNK.	CRUDO	DIESEL TOTAL
TOTAL GWH	17395.8	978.5	3000.7	1096.6	411.0	1507.6	2209.0	336.0	2545.0	4613.4	978.5	370.1
MBI	34143.7	1522.5	8201.3	1936.3	1392.0	3328.3	4133.6	845.5	4979.1	8779.4	1522.5	1000.2
1992 GWH	2626.4	195.7	802.2	229.4	353.6	583.0	343.0	40.0	383.0	559.3	195.7	22.0
MBI	5293.8	304.5	2205.6	407.0	1015.5	1422.5	656.9	99.0	755.9	1119.2	304.5	50.0
1993 GWH	3352.8	195.7	368.7	220.2	21.8	242.0	350.2	28.8	379.0	684.2	195.7	69.1
MBI	6737.8	304.5	1065.4	382.3	118.9	501.2	670.7	71.3	742.0	1385.5	304.5	168.7
1994 GWH	3246.1	195.7	507.2	221.0	27.0	248.0	353.8	16.2	370.0	672.3	195.7	213.0
MBI	6480.7	304.5	1458.9	385.0	132.9	517.9	678.0	51.6	729.6	1384.7	304.5	539.5
1995 GWH	3963.0	195.7	502.6	205.0	1.6	206.6	581.0	128.0	709.0	1344.0	195.7	22.0
MBI	7566.0	304.5	1335.0	367.0	49.5	416.5	1064.0	318.0	1382.0	2436.0	304.5	46.5
1996 GWH	4207.5	195.7	820.0	221.0	7.0	228.0	581.0	123.0	704.0	1353.6	195.7	44.0
MBI	8065.4	304.5	2136.4	395.0	75.2	470.2	1064.0	305.6	1369.6	2454.0	304.5	195.5

	HONDURAS			NICARAGUA			PANAMA		
	BUNK.	DIESEL	TOTAL	BUNK.	DIESEL	TOTAL	BUNK.	DIESEL	TOTAL
TOTAL GWH	1266.4	306.1	1572.5	4280.0	424.9	4704.9	3930.4	1152.6	5083.0
MBI	3012.1	1253.4	4265.5	8336.1	1064.3	9400.4	7946.2	2645.9	10592.1
1992 GWH	329.0	52.7	381.7	670.7	3.9	674.6	495.0	330.0	825.0
MBI	782.6	244.3	1026.9	1270.1	8.8	1278.9	1058.0	788.0	1846.0
1993 GWH	226.6	48.4	275.0	1017.2	52.0	1069.2	854.4	148.6	1003.0
MBI	539.0	210.0	749.0	2018.2	145.5	2163.7	1742.1	351.0	2093.1
1994 GWH	235.0	46.0	281.0	847.0	62.0	909.0	917.0	143.0	1060.0
MBI	558.0	208.0	766.0	1645.0	187.0	1832.0	1830.0	339.9	2169.9
1995 GWH	220.0	74.0	294.0	867.0	125.0	992.0	746.0	152.0	898.0
MBI	524.0	269.0	793.0	1689.0	293.0	1982.0	1486.0	359.0	1845.0
1996 GWH	255.8	85.0	340.8	878.1	182.0	1060.1	918.0	379.0	1297.0
MBI	608.5	322.1	930.6	1713.8	430.0	2143.8	1830.1	808.0	2638.1

Nota: MBI: miles de barriles.

Cuadro I-21

**ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE OFERTA-DEMANDA Y
CONSUMO DE COMBUSTIBLES. HIDROLOGIA CRITICA. GESTION AISLADA.**

		TOTAL	1992	1993	1994	1995	1996
ISTMO CENTROAMERICANO							
HIDRO.	GWH	46836	9000	9301	9368	9541	9626
GEOT.	GWH	7157	818	1013	1524	1524	2278
TERMO.	GWH	31422	5440	5861	6276	6870	6975
DEFICIT	GWH	2112	542	449	257	398	466
BUNKER	MBL	34735	5702	5804	6733	8132	8366
CRUDO	MBL	1523	305	305	305	305	305
DIESEL	MBL	36974	7049	7770	7734	7263	7158
COSTA RICA							
HIDRO.	GWH	13805	2605	2687	2709	2882	2922
GEOT.	GWH	1483			370	370	741
TERMO.	GWH	5463	1092	1117	1092	1103	1060
DEFICIT	GWH	1236	201	318	204	296	217
BUNKER	MBL	2024	423	400	400	400	400
DIESEL	MBL	11846	2354	2439	2369	2400	2283
EL SALVADOR							
HIDRO.	GWH	5750	1150	1150	1150	1150	1150
GEOT.	GWH	2831	384	489	524	524	909
TERMO.	GWH	4868	770	910	1035	1190	963
DEFICIT	GWH	166	136	16	2	13	0
BUNKER	MBL	4151	679	676	679	1063	1054
DIESEL	MBL	9158	1568	1733	2201	2163	1493
GUATEMALA							
HIDRO.	GWH	7410	1473	1473	1473	1473	1518
GEOT.	GWH	454		35	140	140	140
TERMO.	GWH	6981	1172	1301	1358	1518	1632
DEFICIT	GWH	0	0	0	0	0	0
BUNKER	MBL	8817	1124	1124	1532	2444	2593
CRUDO	MBL	1523	305	305	305	305	305
DIESEL	MBL	3942	1100	1453	1125	68	197
HONDURAS							
HIDRO.	GWH	9632	1779	1946	1969	1969	1969
TERMO.	GWH	2182	418	355	366	481	563
DEFICIT	GWH	130	60	33	31	0	5
BUNKER	MBL	3721	766	711	707	761	776
DIESEL	MBL	2161	363	276	288	523	711
NICARAGUA							
HIDRO.	GWH	1070	214	214	214	214	214
GEOT.	GWH	2398	433	489	489	489	489
TERMO.	GWH	4639	868	844	892	946	1090
DEFICIT	GWH	14	0	0	0	0	15
BUNKER	MBL	8156	1651	1616	1570	1620	1699
DIESEL	MBL	1056	46	28	189	266	527
PANAMA							
HIDRO.	GWH	9169	1779	1831	1853	1853	1853
TERMO.	GWH	7289	1120	1335	1534	1632	1668
DEFICIT	GWH	566	146	82	20	89	229
BUNKER	MBL	7867	1058	1277	1844	1844	1844
DIESEL	MBL	8911	1617	1841	1562	1844	1948

CUADRO I-22
COSTA RICA: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instal.	Efectiva	Tipo	kWh/galón
Total			935.4	903.3		
Hidráulicas			685.9	682.2		
Arenal (3*52.5)	1	79	52.5	156.0		
	2	79	52.5			
	3	79	52.5			
Corobicí (3*58)	1	82	58.0	174.0		
	2	82	58.0			
	3	82	58.0			
Cachí (2*32 + 1*36.8)	1	66	32.0	100.0		
	2	67	32.0			
	3	78	36.8			
Río Macho (2*15+3*30)	1	63	15.0	120.0		
	2	63	15.0			
	3	72	30.0			
	4	72	30.0			
	5	78	30.0			
Garita (2*15 + 2*48.7)	1	58	15.0	126.0		
	2	58	15.0			
	3	87	48.7			
	4	87	48.7			
Menores			6.2	6.2		
Térmicas y gas			249.5	221.1		
San Antonio-vapor (2*5)	1	54	5.0	10.0	Búnker	9.1
	2	54	5.0		Búnker	9.1
Colima (4*3+2*3.8)	1	56	3.0	15.0	Búnker/Diesel	12.9
	2	56	3.0		Búnker/Diesel	12.9
	3	56	3.0		Búnker/Diesel	12.9
	4	56	3.0		Búnker/Diesel	12.9
	5	62	3.8		Búnker/Diesel	12.9
	6	62	3.8		Búnker/Diesel	12.9
San Antonio-gas (2*19)	1	73	19.0	34.0	Diesel	9.1
	2	73	19.0		Diesel	9.1
Barranca (2*20.8)	1	74	20.8	34.0	Diesel	9.1
	2	74	20.8		Diesel	9.1
Moín (4*8+3*36.1)	1	77	8.0	20.0	Búnker/Diesel	14.8
	2	77	8.0		Búnker/Diesel	14.8
	3	77	8.0		Búnker/Diesel	14.8
	4	77	8.0		Búnker/Diesel	14.8
	5	91	36.1	108.1	Diesel	11.4
	6	91	36.1		Diesel	11.4
	7	91	36.1		Diesel	11.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

CUADRO I-23
EL SALVADOR: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
Total			650.40	491.70		
Hidráulicas			388.00	331.60		
Guajayo (1x15)	1	63	15.00	13.80		
Cerrón Grande (2x67.5)	1	76	67.50	118.40		
	2	77	67.50			
5 de Noviembre (4x15+1x21.4)	1	54	15.00	62.30		
	2	54	15.00			
	3	57	15.00			
	4	61	15.00			
	5	66	21.40			
15 de Septiembre (2x78.3)	1	83	78.30	137.10		
	2	84	78.30			
Geotérmicas			95.00	53.60		
Ahuachapán (2x30+1x35)	1	75	30.00	53.60		
	2	76	30.00			
	3	80	35.00			
Térmicas			69.60	57.10		
Acajutla (1x30+1x33+1x6.6)	1	65	6.60	57.10	Diesel	12.10
	2	66	30.00		Búnker/	12.10
					Diesel	
	3	69	33.00		Búnker/	12.10
					Diesel	
Turbinas y combustión interna			97.80	49.40		
Soyapango (2x16.7+1x20.5)	1	72	16.70	33.70	Diesel	7.50
	2	72	16.70		Diesel	7.50
	3	73	20.50		Diesel	7.50
San Miguel (1x25.3)	1	84	25.30	15.70	Diesel	8.00
Miravalles (3x6.2)		85	18.60	-	Búnker/	-
					Diesel	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

CUADRO I-24
GUATEMALA: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instal.	Efectiva	Tipo	kWh/gal. a/
Total			808.0	633.6		
Hidraulicas			488.1	425.4		
Chixoy (5*60)	1	83	60.0	50.0		
	2	83	60.0	50.0		
	3	83	60.0	50.0		
	4	83	60.0	50.0		
	5	83	60.0	50.0		
Aguacapa (3*30)	1	82	30.0	30.0		
	2	82	30.0	30.0		
	3	82	30.0	30.0		
Jurún Marinalá (3*20)	1	69	20.0	20.0		
	2	69	20.0	20.0		
	3	69	20.0	20.0		
Esclavos (2*6.75)	1	66	6.75	6.5		
	2	66	6.75	6.5		
Menores			24.6	12.4		
Térmicas (vapor)			116.0	80.0		
Escuintla (1*33+1*53)	1	72	33.0	22.0	Búnker	12.4
	2	77	53.0	40.0	Búnker	12.9
Laguna (2*3 + 2*12)	1	48	3.0	3.0	Búnker	11.5
	2	50	3.0	3.0	Búnker	11.5
	3	59	12.0	12.0	Búnker	17.2
	4	61	12.0	-	Búnker	17.2
Turbinas y combustión interna			203.9	128.2		
Escuintla (2*12.5+2*25+1*32)	1	68	12.5	10.0	Diesel	7.2
	2	68	12.5	10.0	Diesel	7.3
	3	76	25.0	20.0	Diesel	10.8
	4	76	25.0	20.0	Diesel	9.8
	5	85	32.0	-	Diesel	-
Laguna (1*12.5+2*23.5+1*30)	1	64	12.5	-	Diesel	8.5
	2	78	23.5	16.0	Crudo/Diesel	17.2
	3	78	23.5	16.0	Crudo/Diesel	17.2
	4	89	30.0	32.0	Diesel	9.1
Menores			7.4	4.2	Diesel	10.1

Fuente: Cepal, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

CUADRO I-25
HONDURAS: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instal.	Efectiva	Tipo	kWh/galón
Total			524.80	489.40		
Hidráulicas			423.00	431.00		
Cajón (4x73)	1	85	73.00	75.00		
	2	85	73.00	75.00		
	3	85	73.00	75.00		
	4	85	73.00	75.00		
Cañaveral (2x14.25)	1	64	14.25	14.25		
	2	64	14.25	14.25		
Río Lindo	1	71	20.00	20.00		
	2	71	20.00	20.00		
	3	71	20.00	20.00		
	4	71	20.00	20.00		
Nispero (1x22.5)	1	82	22.50	22.50		
Térmicas			86.80	58.40		
Celba (4x6.65)	1	74	6.70	19.00	Búnker	13.30
	2	74	6.70		Búnker	13.30
	3	74	6.70		Búnker	13.30
	4	74	6.70		Búnker	13.30
Térmica Alsthom (4x7.5)	1	80	7.50	19.40	Búnker	13.30
	2	80	7.50		Búnker	13.30
	3	80	7.50		Búnker	13.30
	4	80	7.50	20.00	Búnker	13.30
Térmica Sulzer (4x7.5)	1	84	7.50		Búnker	13.30
	2	84	7.50		Búnker	13.30
	3	84	7.50		Búnker	13.30
	4	84	7.50		Búnker	13.30
Gas			15.00	-		
La Puerta (1x15)	1	70	15.00	-	Diesel	8.00

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por CEPAL.

CUADRO I-26
NICARAGUA: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instal.	Efectiva	Tipo	kWh/gal. a/
Total			363.0	348.0		
Hidráulicas			103.0	97.0		
Centroamérica (2*25)	1	64	25.0	48.0		
	2	64	25.0			
Carlos Fonseca (2*25)	1	71	25.0	46.0		
	2	71	25.0			
Wabule/Las Canoas		90	3.0	3.0		
Geotérmicas			70.0	70.0		
Patricio Argüello (2*35)	1	83	35.0	35.0		
	2	89	35.0	35.0		
Térmicas (vapor)		77	175.0	169.0		
Nicaragua (2*50)	1	77	50.0	50.0	Búnker	12.9
	2	77	50.0	50.0	Búnker	12.9
Managua (2*15 + 1*45)	1	58	15.0	12.0	Búnker	12.0
	2	58	15.0	12.0	Búnker	12.0
	3	70	45.0	45.0	Búnker	12.4
Gas			15.0	12.0		
Germán Pomares (1*15)	1	67	15.0	12.0	Diesel	7.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

CUADRO I-27
PANAMA: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1991

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instal.	Efectiva	Tipo	kWh/galón
Total			883.2	686.0		
Hidráulicas			550.8	478.0		
Fortuna (3*100)	1	84	100.0	97.0		
	2	84	100.0	97.0		
	3	84	100.0	96.0		
Bayano (2*75)	1	76	75.0	54.0		
	2	76	75.0	54.0		
Estrella (2*21)	1	79	21.0	16.0		
	2	79	21.0	16.0		
Los Valles (2*24)	1	79	24.0	20.0		
	2	79	24.0	20.0		
Menores			10.8	8.0		
Térmicas (vapor)			155.5	102.0		
Bahía las Minas (1*24+3*40)	1	67	24.0	22.0	Búnker	11.8
	2	69	40.0	-	Búnker	-
	3	72	40.0	40.0	Búnker	12.5
	4	74	40.0	40.0	Búnker	12.2
San Francisco (1*11.5)	3	60	11.5	-	Búnker	-
Térmicas gas			176.9	106.0		
Subestación Panamá (2*21.4)	1	83	21.4	16.0	Diesel	9.3
	2	83	21.4	16.0	Diesel	9.3
Pielstick (4*7)	1	76	7.0	-	Búnker	-
	2	76	7.0	-	Búnker	-
	3	76	7.0	-	Búnker	-
	4	76	7.0	-	Búnker	-
Bahía Las Minas (2*30)	1	88	30.0	27.0	Diesel a/	10.5
	2	88	30.0	27.0	Diesel a/	10.5
Monte Esperanza (1*20)	1	85	20.0	-	Diesel	-
Menores			26.1	20.0	Diesel	12.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Diesel Marino.

Cuadro I-28

COSTA RICA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES.

PERIODO 1992-2000

	Año de Entrada	Capacidad MW	Energía	
			Año Medio GWH	Año Crítico GWH
Total		605.5	3664	3193
Subtotal hidroeléctricas		299	1535	1064
Sandillal	1993	32	140	140
Toro I	1995	24	112	72
Toro II	1995	66	303	189
Angostura	1999	177	980	663
Subtotal Térmicas		306.5	2129	2129
Subtotal geotérmicas		157.5	1173	1173
Miravalles I	1994	52.5	391	391
Miravalles II	1996	52.5	391	391
Miravalles III	2000	52.5	391	391
Subtotal combustión In.		24	168	168
Motor B.V.	1997	24	168	168
Subtotal Vapor		125	788	788
Central I	1998	125	788	788

RESUMEN

	MW
HIDRO	299
GEOT	157.5
TERMO	149

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen de servicio a fines de año.

Cuadro I-29

**EL SALVADOR: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALE
PERIODO 1992-2000.**

	Año a/ de Entrada	Potencia instalada MW	Energía	
			Año medio GWh	Año seco GWh
Total		387	2054.26	1800.26
Subtotal hidro.		200	585	331
Expansión 5 de Nov.	2000	120	300	170
San Marcos	2000	80	285	161
Subtotal Termo.		187	1469.26	1469.26
Subtotal geot.		133	1046.26	1046.26
Bocapozo Berlín	1992	5	39.4	39.4
Bocapozo Berlín	1993	5	39.4	39.4
Bocapozo Berlín	1994	5	39.4	39.4
Bocapozo Chipilapa	1994	5	37	37
Ahuachapán Estab.	1997	20	149	149
Central Berlín 1	1997	18	146	146
Central Berlín 2	1998	37	298	298
Central Chipilapa	1998	19	149	149
San Vicente	2000	19	149	149
Subtotal ciclo comb.		30	298	298
Ciclo combinado	1995	30	298	298
Subtotal turb. gas		24	125	125
Soyapango b/	1997	-13	-46	-46
Soyapango b/	1998	-13	-46	-46
Soyapango b/	1998	-16	-46	-46
Turbina de gas	1993	66	263	263

RESUMEN

	MW
Hidro	200
Geot.	187
Termo.	96
Retiros	-42

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen de servicio a fines del año.

b/ Son retiros de centrales.

Cuadro I-30

GUATEMALA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES.
PERIODO 1992-2000.

	Año a/ de Entrada	Potencia instalada (MW)	Energía	
			Año medio	Año seco
Total		395	1633	1450
Subtotal Hidro.		234	755	572
Santa María I b/	1996	-6	-43	-40
Santa María II	1997	68	244	177
Río Bobos	1996	8	68	55
El Palmar	1998	54	242	180
Serchil	1999	110	244	200
Otros Proyectos				
Subtotal Termo.		161	878	878
Subtotal Geotérmicas		75	261	261
Bocapozo	1993	5	37	37
Zunil I	1994	15	112	112
Zunil II	1999	55	112	112
Subtotal plantas vap.		130	911	911
Escuintla 1 d/	1994	30	210	210
Escuintla 3	1995	100	701	701
Subtotal ciclo comb.		-58	-236	-236
Laguna 2 y 3 b/	1996	-32	-168	-168
Vapor 3 y 4 b/	1996	-26	-68	-68
Subtotal turbinas gas		14	-58	-58
Escuintla 1 y 2 b/	1992	-20	-61	-61
Gas 3 y 4 b/	1996	-40	-123	-123
Gas 5 b/	1996	-32	-98	-98
Gas 6 c/	1992	15	46	46
Gas 7 e/	1993	100	206	206
Laguna 1	1995	-9	-28	-28

RESUMEN

	MW
Hidro.	234
Geot.	75
Termo.	200
Rehabilitaciones	30
Retiros	-165

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año
salen de servicio a fines del año

b/ Son retiros de centrales.

d/ Rehabilitación.

c/ ampliación de capacidad

e/ arrendamiento

Cuadro I-31

[illegible]

PERIODO 1992-2000.

ST	SV	01
JL	SW	07
PY	QW	16
UL	VPS	29
BP	LO	39
SO	OL	47
BO	LS	58

	MW
Termo.	140
Retiros	-27

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen de servicio a fines del año.

DECEMBER

[illegible]

Cuadro I-32.

NICARAGUA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES.
PERIODO 1992-2000.

	Año a/ de Entrada	Potencia instalada (MW)	Energía	
			Año Medio (GWh)	Año Seco (GWh)
Total		318	1643	1607
Subtotal hidro.		40	136	100
Monte Grande	2000	40	136	100
Subtotal termo.		203	1244	1244
Subtotal geot.		128	981	981
Monte Galán	1997	36	276	276
Monte Galán	1998	36	276	276
Monte Galán	1999	36	276	276
Momotombo	1997	20	153	153
Subtotal vapor		15	79	79
Managua 1b/	1993	-15	-79	-79
Managua 2 b/	1993	-15	-79	-79
Managua 3 c/	1994	45	237	237
Subtotal turb. gas		60	184	184
Chinandega b/	1993	-15	-46	-46
Gas 1	1992	30	92	92
Gas 2	1992	30	92	92
Timal	1993	15	46	46

RESUMEN

	MW
Hidro	40
Geotermicas	128
Termicas	75
Rehabilitaciones	45
Retiros	-30

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: La Central Managua 3 sale de operación durante un año,
a partir de nov/92.

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año
y salen de servicio a fines de año.

b/ Son retiros de centrales.

c/ Rehabilitaciones.

Cuadro I-33

**PANAMA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES.
PERIODO 1992-2000**

	Año a/ de Entrada	Potencia instalada (MW)	Energía	
			Año medio (GWh)	Año seco (GWh)
Total		358	1923	1731
Subtotal hidro.		191	965	773
Fortuna (Presa Alta)	1994	-	249	227
Bayano b/	1994	30	26	-
Estrella b/	1993	21	18	-
Los Valles b/	1993	24	21	-
Esti I	1997	35	233	195
Esti II	1999	81	418	351
Subtotal termo		167	958	958
Subtotal Vapor		180	947	947
Bahia de las M. d/	1994	50	263	263
Vapor 1	1997	50	263	263
Vapor 2	1998	80	421	421
Subtotal turb. gas		-33	-77	-77
S/E Panamá c/	1997	-43	-117	-117
Monte Esperanza c/	1998	-20	-58	-58
Turbina de Gas	1999	30	92	92
Subtotal Comb.Int.		20	88	88
Piesltik d/	1994	20	88	88

RESUMEN

	MW
Hidroelectricas	116
Termicas	160
Rehabilitaciones	70
Retiros	-63

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Se supone que las centrales entran en operación a principios de año y salen de servicio a fines del año.

b/ Reincorporación de la capacidad efectiva.

c/ Son retiros de centrales.

d/ Rehabilitaciones.