

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.247
7 de septiembre de 1990

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y PERSPECTIVAS (1990-2000)
DE LA INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL

Documento presentado en el Seminario de Diagnóstico del Subsector Eléctrico de América Central, realizado en San José, Costa Rica, los días 10 y 11 de septiembre de 1990, con el apoyo financiero del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y con la colaboración del Banco Internacional para el Desarrollo (BID) y de la CEPAL.

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
A. Resumen, conclusiones y recomendaciones	3
1. Resumen y conclusiones	3
2. Recomendaciones	6
B. Panorama energético en el Istmo Centroamericano	9
C. Descripción del subsector eléctrico	15
1. Evolución de la oferta y demanda de electricidad	15
2. Características técnicas de los sistemas eléctricos	17
a) Guatemala	17
b) El Salvador	18
c) Honduras	18
d) Nicaragua	18
e) Costa Rica	19
f) Panamá	19
D. Integración eléctrica	33
1. Antecedentes	33
2. Cronología de las interconexiones bilaterales	34
3. Operación interconectada de 1976 a 1989	35
4. Aspectos institucionales	36
5. Programa de actividades regionales en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA)	38
6. El proyecto DIEICA en el marco del Plan Especial de Cooperación Económica para Centroamérica	39

	<u>Página</u>
E. Perspectivas para el período 1990-2000	47
1. Estimaciones de demanda y adiciones de generación programadas	47
2. Evaluación de posibles intercambios de electricidad y de los requerimientos de hidrocarburos	51
a) Características generales del período	51
b) Posibles intercambios y economías de combustible	52
c) Requerimientos de hidrocarburos para producir electricidad	57
d) Metodología	58
F. Evaluación de la capacidad de la red de transmisión	75
<u>Anexos</u>	
I Istmo Centroamericano: Características de los sistemas eléctricos existentes	79
II Istmo Centroamericano: Planes de expansión nacionales, 1990-2000	95

PRESENTACION

Este documento fue elaborado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), como una de las actividades previstas en la fase II del proyecto Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA), que está siendo ejecutado por el Banco Mundial y la CEPAL, como Unidad Ejecutora asociada, en el marco del Plan Especial de Cooperación Económica para Centroamérica de las Naciones Unidas (PEC).

Los objetivos de este trabajo son: a) presentar una descripción de los sistemas eléctricos existentes; b) exponer la evolución de la integración eléctrica; c) evaluar los posibles intercambios de energía entre países, sobre la base de estimaciones de la demanda y de los planes de expansión de la generación de electricidad, formulados por las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, y d) analizar la capacidad de la red de transmisión para manejar dichos intercambios y establecer recomendaciones para su reforzamiento.

A. RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Resumen y conclusiones

El abastecimiento energético de Centroamérica atravesará en esta década por una situación crítica. La fuerte dependencia de los hidrocarburos, sobre todo para el transporte y la industria, representará importaciones crecientes de crudo y derivados, que repercutirán seriamente en las balanzas de pagos de la región. Por el lado de la energía eléctrica, habrá un fuerte desbalance entre oferta y demanda de mantenerse sin cambio el estado de las centrales de generación, ya que numerosas unidades térmicas se encuentran en franco deterioro por falta de mantenimiento. Aunado a ello, la construcción de nuevos proyectos de generación ha sufrido un gran retraso a consecuencia de la aguda crisis económica que afecta a la región desde hace más de 10 años. Incluso, de ocurrir años con hidraulicidad baja, en algunos países existen posibilidades de racionamiento de energía eléctrica en períodos determinados, lo cual afectará lógicamente las economías nacionales.

Siendo la integración uno de los medios más viables para promover el desarrollo de Centroamérica, la energía se encuentra, sin lugar a dudas, entre los sectores que más posibilidades ofrecen para la integración regional. Conviene destacar que en esta integración energética regional, que aportará importantes beneficios económicos, la interconexión eléctrica es en donde más se ha avanzado. Desde el punto de vista institucional, los adelantos en este campo han sido también importantes y culminaron con el inicio de actividades, en agosto de 1989, del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), cuya función principal es promover y coordinar regionalmente las opciones de integración del sector eléctrico del Istmo Centroamericano.

En la actualidad existen varias iniciativas internacionales para orientar cooperación técnica a la región; el fortalecimiento del CEAC mediante una Secretaría con funcionarios a tiempo completo sería el canal idóneo para ejecutar los proyectos regionales que resultaran al concretarse dichas iniciativas. Al presente, las agencias de cooperación internacional han dado buena acogida a las solicitudes regionales de apoyo. Se estima que esta tendencia se reafirmará en el futuro.

Las interconexiones eléctricas entre países representan la concreción de un proceso de integración física, resultado del esfuerzo integracionista que prevaleció en los años cincuenta y principios de los sesenta. No obstante, el sistema interconectado regional es aún sumamente débil debido a lo lejano de los centros de generación, a las extensas longitudes de las líneas de transmisión y a que éstas son sencillas.

Durante 1989, las pérdidas de energía eléctrica alcanzaron en la región el 17%. Si éstas se lograran reducir 5%, se ahorrarían 661 GWh anuales, equivalentes a una planta de 108 MW, a factor de planta del 70%.

El Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA) promueve la transferencia de tecnología a los países del Istmo mediante la instalación de metodología para planeamiento y seguridad operativos. Asimismo, se distingue porque en él participan de manera directa técnicos de las seis empresas eléctricas nacionales, con el consiguiente efecto de capacitación y adiestramiento. Las empresas eléctricas han encontrado que este enfoque es muy adecuado ya que les proporciona autonomía para realizar estos análisis y prescindir de costosas consultorías, evitando así fuga de divisas.

Existe en las empresas eléctricas el interés de fortalecer la capacidad técnica en el área de planificación de sistemas eléctricos. Se dispone de numerosos elementos para elaborar con relativa facilidad un proyecto sobre planificación, similar al PARSEICA, el cual podría ser ejecutado por el CEAC. Seguramente, algún organismo financiero o agencia de cooperación internacional expresará interés en financiar este proyecto de cooperación regional.

Al abordarse el tema de planificación de manera regional, se facilitará la instalación de plantas generadoras de mayor tamaño que las demandadas para un país. En consecuencia, podrían establecerse acuerdos para construir plantas con intereses multinacionales. Los organismos financieros podrían también participar y avalar este enfoque regional, fomentando y apoyando acuerdos de largo plazo entre los países.

Con base en las estimaciones de demanda y en los planes de expansión definidos por las empresas eléctricas, se simuló la operación para 1991-1995. Se encontró que en este período serán pocos los excedentes de energía hidroeléctrica y geotérmica. En algunos países y para ciertos lapsos del período analizado, se detectaron déficit de energía eléctrica producida con

bunker. Ello significará generar grandes cantidades de energía con diesel, con graves consecuencias para las economías nacionales. Tal situación podría aliviarse mediante el intercambio de energía de origen térmico. Se encontró que los bloques de energía y potencia susceptibles de intercambiar serían reducidos (menores a 100 MW). Sin embargo, por lo débil de la red de transmisión, ésta podría requerir reforzarse. Se necesitaría hacer un estudio de la red sobre bases reales de acuerdo con las transferencias previstas y sobre la premisa de una operación coordinada. Hasta la fecha, los sistemas se han operado en forma autónoma con intercambios de energía hidroeléctrica, cuando se cuenta con excedentes en algún país. Para apoyo mutuo en situaciones de emergencia, también se han efectuado intercambios de energía de origen térmico. Generalmente, este tipo de transacciones se pagan regresando la energía en condiciones operativas similares.

El estudio para el fortalecimiento de la red regional, sustentado en refuerzos moderados (esquemas de compensación y pequeños tramos de líneas), también serviría para detectar necesidades de reforzamiento de las redes de transmisión nacionales.

Las principales acciones que sería preciso llevar a cabo para resolver las limitaciones que presenta la red de transmisión actual son: a) concretar el enlace a 230 kV entre Honduras y El Salvador; b) completar la trayectoria a 230 kV a través de la zona metropolitana de San José en Costa Rica (línea de alrededor de 60 km entre las subestaciones Río Macho y La Caja); c) rehabilitación y eventual refuerzo a 230 kV a través de El Salvador (aproximadamente 150 km); d) refuerzos de compensación para aumentar los márgenes de transmisión a la red de 230 kV de Fortuna a Panamá, y e) refuerzos mediante esquemas de compensación reactiva: capacitores en paralelo, capacitores serie y compensadores estáticos de VARS, en algunas líneas de interconexión existentes.

En la medida en que difieran los costos marginales de corto plazo locales, el intercambio de energía eléctrica de origen térmico se volverá atractivo. Para ello es necesario que cada empresa eléctrica comunique a todas las demás información confiable sobre sus costos de producción, y que se establezcan procedimientos que faciliten la concertación de transacciones entre el personal operativo. Un obstáculo que se ha presentado para agilizar estos intercambios es el atraso en los pagos por estos servicios.

Las simulaciones de la operación para el período 1991-1995 determinaron que para una operación autónoma se utilizarían 22 millones de barriles de bunker y 2.9 millones de diesel, mientras que si los sistemas se operaran de manera coordinada, la mezcla de combustibles utilizados se podría transformar en 23.5 millones de barriles de bunker y 200,000 de diesel. El impacto económico sería mayor debido al diferencial de precios entre bunker y diesel. Es decir, los ahorros económicos serían considerables, tanto por el uso de fuentes más eficientes como por la sustitución de combustibles y la disminución o eliminación de derrames de agua.

Desde el punto de vista del sistema interconectado regional, se efectuaron estudios preliminares para evaluar la capacidad de la red, con el fin de manejar los flujos de intercambio obtenidos del análisis de la simulación de la operación mencionados. Se confirmó que la red de transmisión existente es sumamente débil, ya que se presentan abatimientos severos de voltaje, pérdidas elevadas y ascendentes con las cantidades de potencia de intercambio, y grandes separaciones angulares ante flujos de potencia reducidos.

2. Recomendaciones

1. Los gobiernos de la región deben apoyar la consolidación institucional y operativa del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) a través de las siguientes medidas: a) apoyo financiero de cada una de las empresas eléctricas, con el fin de contratar un funcionario de nivel internacional para que se haga cargo, a tiempo completo, de la Secretaría, con el objeto de darle una autonomía funcional; b) adecuación del Convenio Constitutivo y de los reglamentos del CEAC a las funciones previstas en el futuro, encaminadas a imprimir mayor dinamismo a la integración eléctrica; c) apoyo de las empresas eléctricas al CEAC, con personal técnico, para la ejecución de tareas específicas a nivel regional; d) ratificación, por parte del Gobierno de Costa Rica, del Convenio Constitutivo del CEAC, y e) solicitud de apoyo externo para el CEAC, con el objeto de complementar los esfuerzos de las empresas eléctricas para fortalecerlo institucionalmente.

Las instituciones financieras multilaterales podrían también participar en la consolidación del CEAC, apoyándolo con recursos materiales de infraestructura (biblioteca, computadora, mobiliario, etc.) y asistencia técnica para ejecutar proyectos regionales.

2. Se propone aprovechar los resultados del PARSEICA para incrementar la integración del subsector eléctrico. Ello se podría lograr planificando la operación anual de manera coordinada, y efectuando estudios técnicos mediante grupos regionales de trabajo. Estos últimos para analizar temas de interés regional e implantar controles y protecciones en las redes de transmisión, coordinados por los seis países. Para alcanzar la operación coordinada se recomienda formular un programa de actividades, entre las cuales se pueden mencionar las siguientes: a) medir las eficiencias energéticas de las plantas térmicas; b) establecer criterios comunes sobre los costos de producción (fijos y variables); c) acordar características y precios para los servicios de interconexión (intercambio de potencia y energía en sus diferentes modalidades, porteo por servicios de transmisión, etc.), y d) formular y aprobar un reglamento regional de operación para reemplazar los distintos reglamentos vigentes. Para formular y ejecutar el programa de actividades para una operación coordinada de los sistemas eléctricos del Istmo, se recomienda aprovechar los resultados del PARSEICA y complementarlos con un proyecto con apoyo financiero, proveniente de cooperación técnica no reembolsable, proporcionada por algún organismo financiero o de cooperación internacional.

3. Se recomienda abordar un estudio con la participación de técnicos de los seis países, con el propósito de definir los refuerzos necesarios para lograr una red de transmisión que permita una operación más confiable. Para determinar la dimensión de los refuerzos necesarios para la red de transmisión regional, se propone formar un grupo de estudio con técnicos de las seis empresas eléctricas y apoyo de consultoría externa. Asimismo, se sugiere que el estudio incluya: a) la actualización y revisión de las estimaciones de demanda y adiciones de generación; b) simulación de la operación futura con distintos niveles de integración, estableciendo previamente las plantas que podrían aprovecharse para concretar los intercambios de energía entre países, y c) estudios de redes en dos etapas, una primera con refuerzos modestos como los mencionados en el párrafo anterior, para la red existente, y otra, como una meta de referencia, que podría conducir a la instalación de líneas de mayor tensión, operando provisionalmente en 230 kV, con una visión de largo plazo y considerando la interconexión mesoamericana: Colombia-Istmo Centroamericano-México.

4. Con base en la experiencia acumulada en la operación de los sistemas interconectados de Centroamérica, así como en los recientes trabajos del CEAC, se recomienda realizar las siguientes acciones para fortalecer la integración física:

a) Apoyar la ejecución de la línea de interconexión Honduras-El Salvador, con la cual quedaría interconectada eléctricamente toda la región de América Central, y

b) Definir un proceso de consolidación de la interconexión regional, a través de cuatro etapas: i) operación coordinada; ii) operación conjunta; iii) planificación coordinada, y iv) planificación conjunta. Dicha consolidación facilitaría la justificación y construcción de proyectos de generación eléctrica, dirigidos al mercado regional. Las centrales generadoras de gran tamaño no sólo permitirían aprovechar los recursos energéticos autóctonos con economías de escala, sino que aumentarían la integración.

Por último, se recomienda poner mayor énfasis en la integración física e institucional del subsector eléctrico de América Central, ya que ello redundará sin duda en mayores beneficios técnicos y económicos, e incluso promoverá la integración energética mesoamericana al acrecentar la factibilidad de la interconexión eléctrica Colombia-Istmo Centroamericano-México.

B. PANORAMA ENERGETICO EN EL ISTIMO CENTROAMERICANO

La crisis económica que afectó a la región en el decenio de 1980 se reflejó en una disminución del consumo energético por habitante, aun cuando los sectores residencial y comercial evolucionaron de manera distinta, como consecuencia de su falta de elasticidad frente al deterioro de la economía.

A raíz de las alzas del petróleo de 1973 y 1978-1979, los países de la región decidieron intensificar los programas de generación, poniendo mayor énfasis en nuevos proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, con el fin de depender menos de los hidrocarburos importados. De esta forma, se elevó de manera considerable la inversión requerida para ampliar la capacidad de generación. Además, debido a que ésta fue financiada mediante créditos externos, el servicio de estos empréstitos ha contribuido a incrementar la deuda externa total, con los correspondientes desequilibrios en cuenta corriente del balance de pagos, así como a acrecentar el desequilibrio financiero, sobre todo de las empresas eléctricas estatales.

El desarrollo económico de la región se ha caracterizado por un estilo excluyente, cuyo factor principal ha sido el marcado desequilibrio en la distribución del ingreso. En 1989, de los 27 millones de habitantes del Istmo Centroamericano, alrededor de dos tercios eran pobres y no alcanzaban a cubrir sus necesidades básicas y, de éstos, unos 10 millones se encontraban en condiciones de extrema pobreza y no lograban satisfacer sus necesidades alimentarias mínimas.

Las desigualdades sociales y las condiciones de pobreza han tenido una influencia decisiva sobre la estructura del balance energético regional. Así, un 75% de la oferta bruta se compone de petróleo y leña. Por el lado de la demanda y agregando otras fuentes de energía comerciales, el consumo energético comprende dos grupos bien definidos: el de las energías modernas (hidrocarburos y electricidad) y el de las tradicionales (leña).

En la composición de la oferta de energía tienen relevancia el petróleo y la leña en términos de energía bruta, si bien se observa un fuerte incremento en la participación de la hidroenergía y de la geoenergía, en virtud del intenso desarrollo de estos recursos a partir de fines de los años setenta. La importancia cuantitativa de las energías modernas reside en el uso que de ellas se hace en los procesos productivos y en el transporte. La leña sólo participa marginalmente en algunos procesos industriales, pero en

varios países sigue siendo la fuente principal de energía para el sector doméstico rural.

El abastecimiento de hidrocarburos constituye uno de los aspectos primordiales y de mayor impacto económico para los países del Istmo Centroamericano, importadores netos de petróleo.

La producción de Guatemala, único país del área con reservas probadas de petróleo crudo, es reducida y se ha orientado a la exportación. De ahí que la región dependa totalmente de la importación de este producto para satisfacer la demanda de sus plantas refinadoras. En el marco del Acuerdo de San José, México y Venezuela han cubierto los últimos años cerca del 80% de esas importaciones. Desde principios del decenio de 1980, las compras externas de productos refinados se han incrementado y representan en la actualidad alrededor del 30% de las importaciones de hidrocarburos.

Con excepción de Costa Rica, donde opera una empresa petrolera estatal desde 1973, los países de la región tienen una experiencia limitada en los diversos aspectos vinculados con la actividad petrolera. La participación de los organismos gubernamentales en la supervisión y control de las operaciones petroleras nacionales empezó a adquirir mayor significación a partir de 1980, año en que comenzaron a manejar los contratos de suministro con México y Venezuela, en el marco del Acuerdo de San José.

Dado que el petróleo continuará siendo la principal fuente de energía moderna de la región en el futuro predecible, resulta muy importante optimizar las actividades relacionadas con el abastecimiento desde el exterior de los mercados nacionales, así como la comercialización interna. A ello pueden contribuir de manera significativa algunas acciones que realicen en forma conjunta todos o algunos países de la región.

La factura petrolera representa alrededor del 12% del valor de las importaciones totales de Centroamérica (sin incluir Panamá). Este porcentaje tendería a aumentar al elevarse el precio del petróleo crudo. Tanto las fluctuaciones del precio del petróleo como las que experimentan los productos que exporta la región inciden en los ingresos por exportación y en los egresos por importación. Así, mientras que en 1981 fueron necesarios 12.8 kg de café para adquirir un barril de petróleo, en 1988 se requirieron 6.6 kg. (Véase el cuadro 1.)

Actualmente, los seis países del Istmo Centroamericano importan alrededor de 40 millones de barriles de petróleo al año, incluyendo crudo y

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PODER ADQUISITIVO DEL CAFE FRENTE AL PETROLEO Y COMPARACION
DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS CON LAS EXPORTACIONES TOTALES

	Precios		Café/petróleo (kg/Bbl)	Millones de dólares		Petróleo/ exportación (%)
	Petróleo (dólares cif/Bbl)	Café (dólares fob/kg)		Hidrocarburos importados a/	Exportaciones totales b/	
1980	29.44	3.47	8.48	1 399	8 954	15.6
1981	33.79	2.63	12.85	1 523	8 672	17.6
1982	31.74	2.96	10.72	1 329	8 010	16.6
1983	28.32	2.30	12.31	1 186	7 401	16.0
1984	28.06	2.59	10.83	1 194	7 620	15.7
1985	27.28	2.61	10.45	1 138	7 842	14.5
1986	17.52	3.84	4.56	714	8 582	8.3
1987	18.88	2.38	7.93	812	8 551	9.5
1988	17.24	2.62	6.58	766	8 542	9.0

Fuente: Para 1980-1985 se utilizó el precio cif del petróleo importado por Panamá; en los años restantes se empleó el promedio centroamericano; para el precio del café, CEPAL, sobre la base de cifras oficiales, y para los hidrocarburos importados y las exportaciones totales se utilizó el documento Istmo Centroamericano: Compendio estadístico sobre hidrocarburos (LC/MEX/R.195).

a/ Importaciones cif.

b/ Exportaciones fob.

derivados. (Véase el gráfico 1.) ^{1/} El impacto económico directo por el alza de un dólar por barril en el precio del crudo --motivado por ejemplo por el conflicto en el Golfo Pérsico--, y suponiendo que el consumo permanece igual, equivale a 3.7 millones de dólares al mes.

En la mayoría de los países del área, la escasa capacidad de almacenamiento, sobre todo de productos limpios, constituye un serio obstáculo que pone en riesgo la seguridad del suministro y dificulta las acciones para disminuir la dependencia de las compañías refinadoras, diversificando las fuentes de abastecimiento.

El insuficiente calado de la mayoría de los puertos petroleros del Istmo dificulta también obtener los beneficios que podrían derivarse de una optimización del tamaño y de la frecuencia de los embarques de crudo y derivados.

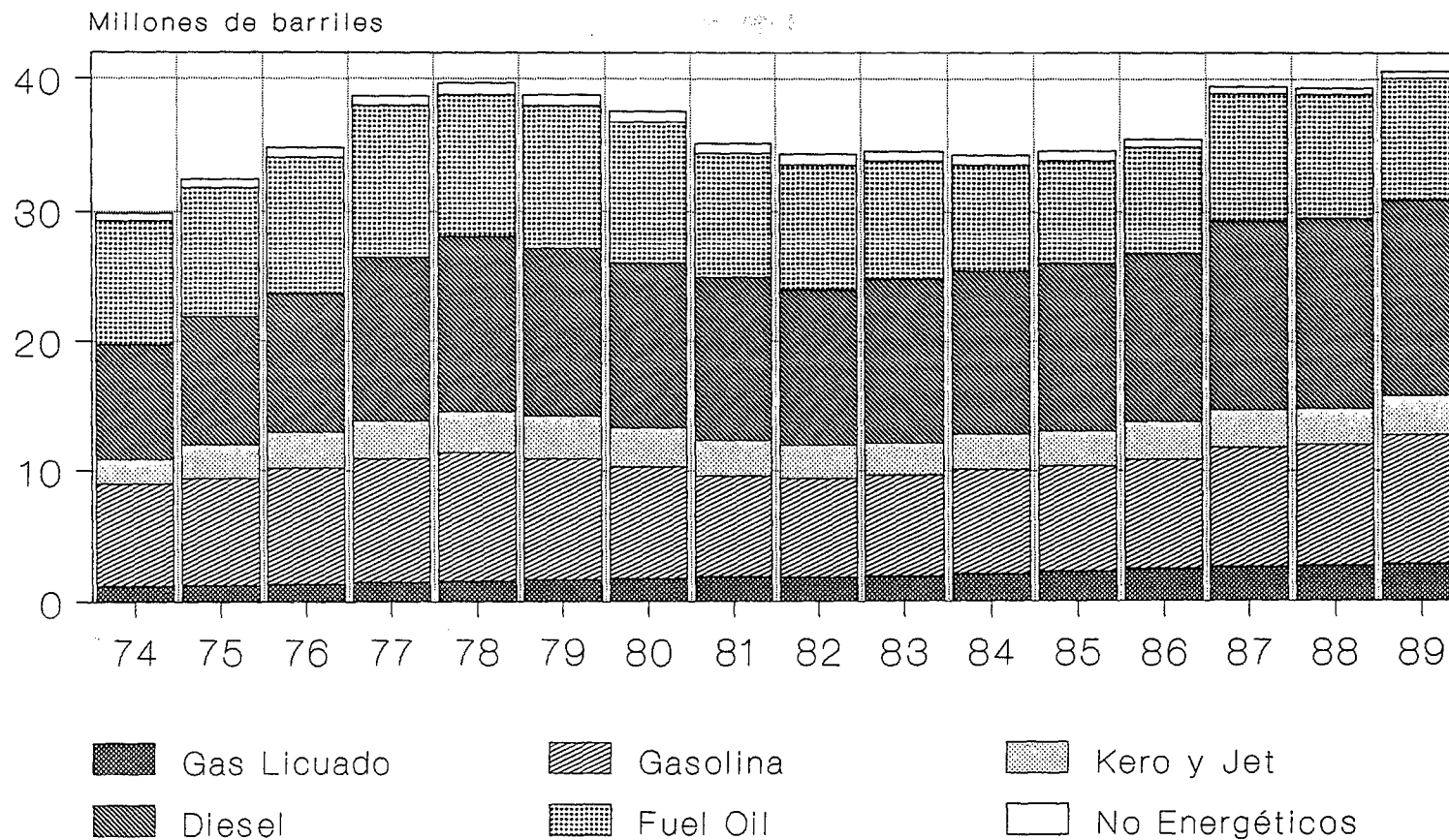
Con base en un diagnóstico sobre los problemas que enfrenta el subsector, se puede concluir que entre las acciones que podrían tener mayor impacto en el corto plazo para disminuir la factura petrolera en la región se encuentran la ampliación de la capacidad actual de abastecimiento de crudos y derivados en la región, las compras conjuntas que podrían realizar todos o varios países del área, así como la construcción de mayores capacidades de almacenamiento de combustibles.

Al presente, se cuenta en el Istmo con una capacidad de almacenamiento para casi 46 días en el caso del crudo, de 69 días para la gasolina y 66 días para el diesel. Análisis muy preliminares, efectuados por la CEPAL, indican que podrían obtenerse ahorros importantes mediante el aumento de esa capacidad y la capacitación de técnicos centroamericanos en el manejo de las transacciones de compra y transporte.

De acuerdo con el análisis mencionado, en el período 1986-1988 se podría haber ahorrado alrededor de un dólar por barril en la compra de crudo y derivados, de haber contado con el doble de la capacidad de almacenamiento existente; esa ampliación costaría unos 100 millones de dólares, recuperables en poco más de tres años. El proyecto generaría beneficios en valor presente por 220 millones de dólares. Los beneficios económicos serían superiores en un mercado inestable, como el provocado por el actual conflicto en el Medio Oriente.

^{1/} Los gráficos que se citan a lo largo del documento se encuentran al final de la sección correspondiente.

Gráfico 1
**ISTMO CENTROAMERICANO:
 CONSUMO TOTAL DE HIDROCARBUROS**



Fuente: CEPAL, en base a cifras oficiales
 Incluye reciclos de diesel y fuel oil

C. DESCRIPCION DEL SUBSECTOR ELECTRICO

1. Evolución de la oferta y demanda de electricidad

La estructura de la oferta de energía eléctrica ha sufrido un cambio notable al incrementarse la generación de hidroelectricidad y consolidarse la integración física e institucional del subsector. En 1972 se produjeron 2,438 GWh de hidroelectricidad (51.5% del total), frente a 11,519 (86% del total) en 1989.

La capacidad instalada de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano asciende a 4,092 MW y está formada por 65% hidráulica, 4% geotérmica, 13% térmica bunker, y 18% térmica diesel. (Véanse los gráficos 2 y 3.) 2/ Debido al gran deterioro que presentan varias unidades, principalmente térmicas, que requieren de fuertes inversiones para rehabilitarlas, la capacidad efectiva es de 3,467 MW. (Véase el gráfico 4.)

Es importante mencionar que la capacidad instalada se incrementó muy poco en los últimos seis años. En el lapso de 1985 a 1990 sólo creció 4.8%, mientras que en el mismo período la generación total aumentó más del 20%. (Véanse los gráficos 5 y 6.) Esta situación se debe, sobre todo, a que las empresas eléctricas nacionales han tenido que diferir inversiones a causa de la aguda crisis financiera que enfrentan. Del total de la deuda pública externa del Istmo Centroamericano de 1987 (21,610 millones de dólares), el 13.6% correspondió al sector energía y, de éste, el 89.7% al subsector eléctrico. Dicha distribución varía, a nivel de países, de un rango de 1.6% en Nicaragua a 23% en Honduras.

El deterioro de las plantas generadoras térmicas se debe, en parte, al uso intensivo al que se sometieron, así como a la falta de mantenimiento adecuado por escasez de recursos económicos, y a la antigüedad que tienen. (Véase el gráfico 7.)

El grado de electrificación en la región es de 47% y oscila de 32% en Honduras y Guatemala a 87% en Costa Rica. Pese a la aguda crisis económica que ha afectado a la región en el decenio de 1980, el consumo de energía eléctrica ha seguido aumentando, pero a un ritmo inferior al observado durante los años setenta: el crecimiento promedio anual en la producción de

2/ El detalle de las plantas existentes en las seis empresas eléctricas se presenta en el anexo 1. En dicho anexo también se incluyen curvas típicas de la demanda horaria eléctrica para los seis países.

electricidad en la región fue de casi 8% de 1970 a 1980, mientras que para el período 1980-1989, el promedio se redujo a 5.2%.

Por sectores, el mayor consumo de electricidad corresponde al residencial y al comercial (58%). El consumo en la industria ha crecido poco (2.2%) de 1980 a 1989; incluso en algunos países ha disminuido. (Véase el gráfico 8.) Esto se debe a que este sector, por su naturaleza productiva, resintió más la crisis económica.

La evolución de la capacidad instalada y de la producción de energía de cada uno de los seis países de América Central se ilustra en los gráficos 9 a 20.

El consumo de electricidad por habitante varía de unos 1,100 kWh en Costa Rica y Panamá a unos 200-330 kWh por habitante en los otros cuatro países.

Durante los últimos años, las pérdidas de energía eléctrica han aumentado de manera alarmante. Como se observa en el gráfico 21, en 1989 éstas ascendieron a 11% en Costa Rica, 15% en El Salvador, 15% en Guatemala, 20% en Honduras, 19% en Nicaragua y 24% en Panamá. Fueron motivadas en parte por el deterioro de las redes de distribución y por estar saturada la capacidad de transformación en algunas subestaciones. Sin embargo, un alto porcentaje de ellas se debe a sustracción indebida o a falta de medidores. La reducción de estas pérdidas sin duda aliviaría la situación financiera que enfrentan las empresas eléctricas nacionales y tendría un efecto favorable en el balance energético; resulta entonces altamente prioritario emprender proyectos para disminuirlas.

Otra medida para reducir las pérdidas es abordar proyectos de conservación de energía con un enfoque de inversión similar al de la adición de una planta. Este es sin duda el medio más rápido y económico para resolver el problema de suministro energético y el de menor impacto negativo para el medio ambiente. Por lo tanto, se debería asignar especial atención a los proyectos de conservación de energía mediante medidas financieras y fiscales adecuadas.

2. Características técnicas de los sistemas eléctricos 3/

La estructura de las redes de transmisión de los sistemas eléctricos nacionales presenta longitudes de líneas muy extensas con relación a la cantidad de potencia y energía que se maneja. Ello provoca serios problemas técnicos de control del voltaje y en el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos. Asimismo, estas características causan que los límites de transmisión de las líneas sean muy inferiores a la capacidad térmica de los conductores y a los límites usuales para líneas de transmisión de la misma tensión en redes de sistemas eléctricos "robustos" (muy mallados y con numerosos centros de generación). Esta estructura suele denominarse como débil o longitudinal.

Una alternativa atractiva para reforzar las redes de transmisión de sistemas eléctricos longitudinales consiste en utilizar esquemas de compensación reactiva: capacitores y reactores convencionales conectados en derivación, capacitores intercalados en serie en las líneas de transmisión, compensadores estáticos de VARS (CEV) y condensadores síncronos.

a) Guatemala

Se considera que para la combinación generación-demanda existente en Guatemala, la red de transmisión/transformación es en general adecuada. No se presentan problemas de excedentes de reactivos en carga mínima; con los generadores disponibles se puede lograr el balance adecuado. Hay problemas de cargabilidad (límites de transmisión insuficientes) en las redes de subtransmisión de 69 kV, que abastecen la Costa Atlántica y el occidente del país, las zonas más alejadas de la zona metropolitana. En ambos casos se podría incrementar la capacidad de transferencia mediante capacitores en derivación en algunas subestaciones de 69 kV, de preferencia que pudieran conectarse y desconectarse de manera automática.

Los estudios de flujos de potencia muestran pérdidas de transmisión del orden de 6%. Esta proporción es alta debido a que el principal centro de carga se alimenta a 69 kV. Se recomienda estudiar el suministro futuro del área metropolitana a una tensión mayor.

3/ Véase el diagrama geográfico unifilar en el anexo 1.

b) El Salvador

En El Salvador, exceptuando la interconexión con Guatemala a 230 kV, toda la red de transmisión es de 115 kV. Para este país existen varias líneas que pueden cargarse hasta su límite térmico; ello se debe a su corta longitud y a la cercanía entre los centros de carga y generación. No obstante, conviene mencionar que la red de transmisión está sumamente deteriorada por los atentados que han sufrido las estructuras de transmisión. Existen líneas de la red troncal con más de 70% de sus estructuras dañadas. Tanto el nivel de tensión de 115 kV de las redes como el deterioro en que éstas se encuentran restringirán intercambio flexible de potencia y energía entre países al construirse la interconexión El Salvador-Honduras. Resulta muy recomendable abordar estudios para reforzar la interconexión regional, dando especial atención a la rehabilitación de la red de transmisión de El Salvador, así como a una eventual línea de 230 kV a través de este país.

Otro de los problemas es la falta de compensación capacitiva en el área metropolitana, donde se concentra el 80% de la demanda del país.

c) Honduras

La principal generación de Honduras se localiza en la parte norte, por lo que Tegucigalpa, uno de los centros de carga más importantes del país, y la interconexión con Nicaragua, no cuentan con soporte de voltaje. Por esta razón, esta parte de la red es muy vulnerable a contingencias. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) está ejecutando, con el apoyo del Gobierno del Canadá, un proyecto de compensación y reforzamiento de subestaciones para aliviar estos problemas.

d) Nicaragua

La red de transmisión de este país, al igual que la de transmisión/transformación de El Salvador, requiere de reforzamientos en algunas zonas ya identificadas por los técnicos del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Desde el punto de vista de la red troncal, la central termoeléctrica Nicaragua desempeña un papel muy importante para soportar el voltaje; por el lado de Honduras, no hay soporte de voltajes cercano. Por otra parte, la línea de interconexión con Costa Rica es muy larga y el soporte más cercano es el complejo Arenal-Corobicí de aquel país.

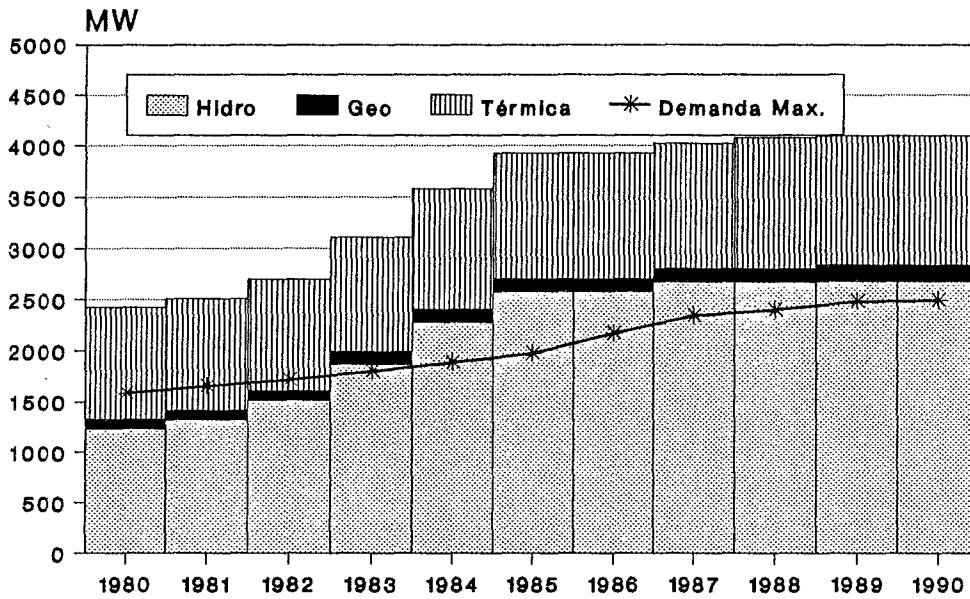
e) Costa Rica

El 70% de la demanda del país se concentra en la zona metropolitana de San José. Un centro de generación muy importante es Arenal-Corobici, que se localiza en la parte norte. Su potencia circula, en un alto porcentaje, por redes de 230 kV y una transformación de 230/138 kV; ello le resta flexibilidad a los intercambios entre países. Para completar la red de interconexión regional a 230 kV, se requiere construir un tramo de aproximadamente 60 km de esa tensión entre las subestaciones Río Macho y La Caja.

f) Panamá

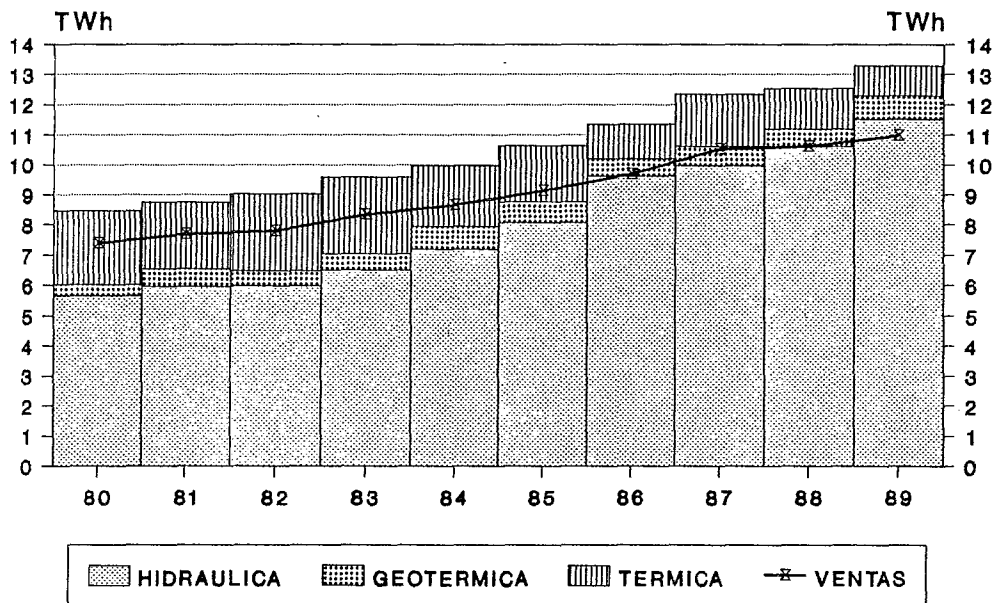
La central hidroeléctrica Fortuna (300 MW) es la principal planta del Instituto de Recursos Hidráulicos y de Electrificación (IRHE). Cercanas a Fortuna se encuentran las plantas Estrella y Los Valles, con capacidad instalada de 90 MW. Este conjunto se conecta por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV y 400 km de longitud con el principal centro de carga, la ciudad de Panamá, que incluye la Zona Libre y representa alrededor del 85% de la demanda nacional. La gran longitud de las líneas limita la transmisión, lo que impide aprovechar el recurso de generación hidráulica e importar energía del norte a través de la interconexión con Costa Rica. La transmisión de potencia por líneas largas provoca también problemas de regulación de voltaje; esto obliga muchas veces al IRHE a generar energía térmica en la zona de carga, pese a disponer de energía hidráulica. Los técnicos del IRHE ya han propuesto proyectos para solucionar esta situación. Conviene mencionar asimismo que el sistema eléctrico de Panamá cuenta sólo con una subestación de 700 MVA y 230/115 kV para suministrar la energía a la ciudad de Panamá. Se estima muy recomendable construir otra u otras subestaciones para evitar esa concentración y disminuir riesgos de falla en el suministro.

Gráfico 2
ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAX.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

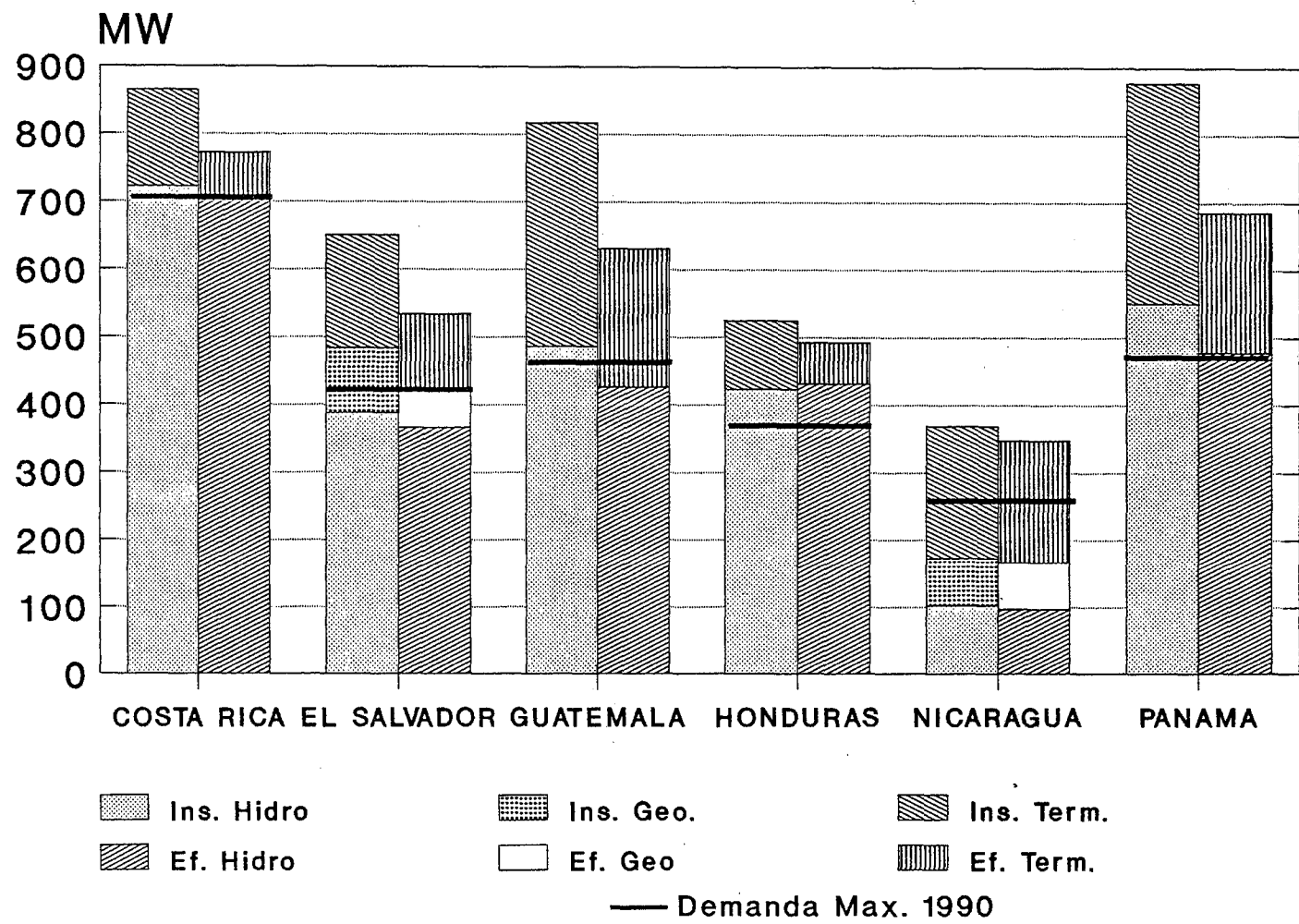
Gráfico 3
ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

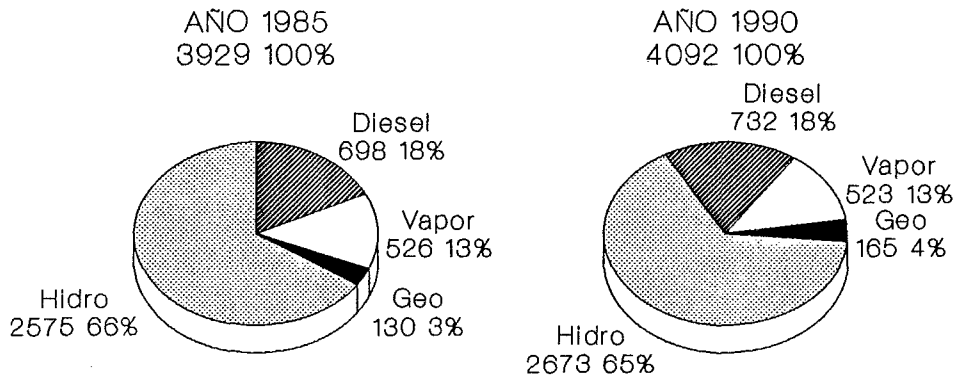
Gráfico 4

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD INSTALADA, EFECTIVA Y DEM. MAX. 1990 ^{a/}



a/: Primer semestre.

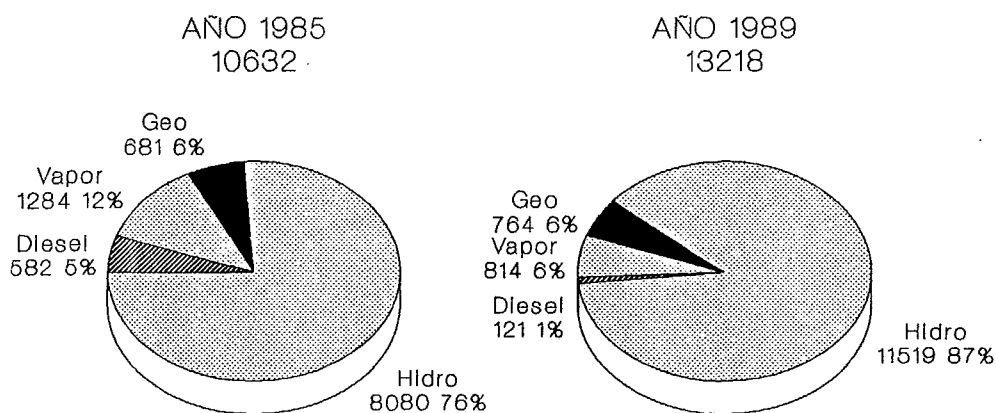
Gráfico 5
**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION
 RECIENTE DE LA CAPACIDAD INSTALADA
 MW %**



**La capacidad aumentó a razón de 0.8 % anual (32.6 MW/Año)
 en un periodo de 5 años (163 MW totales).**

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 6
**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION
 RECIENTE DE LA GENERACION NETA
 GWh %**

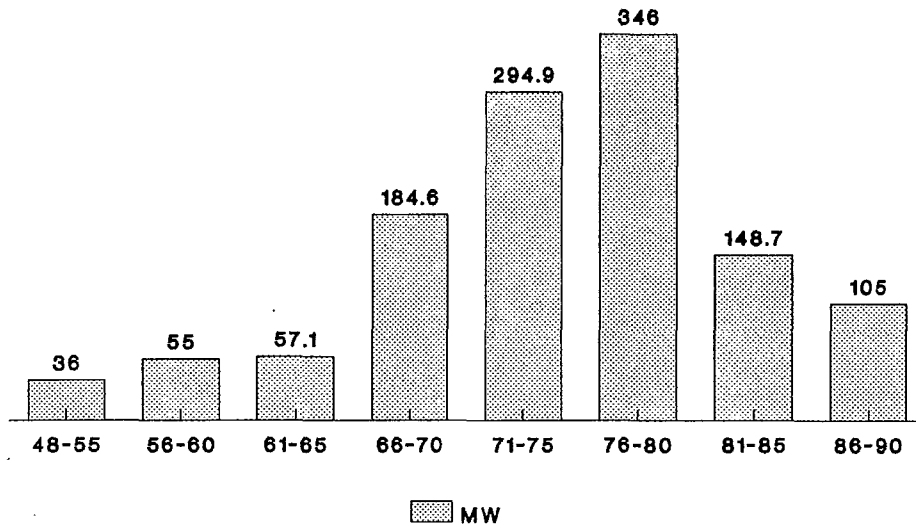


**La generación aumentó a razón de 5.6 % anual (646.5 GWh/año)
 en un periodo de cuatro años (2586 GWh totales)**

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 7

ISTMO CENTROAMERICANO: REPRESENTACION DE LA EDAD DEL PARQUE TERMICO



Nota: no se incluyen 5 MW de Guatemala y 21 MW de Panamá de plantas menores.

Gráfico 8

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO ELECTRICO SECTORIAL

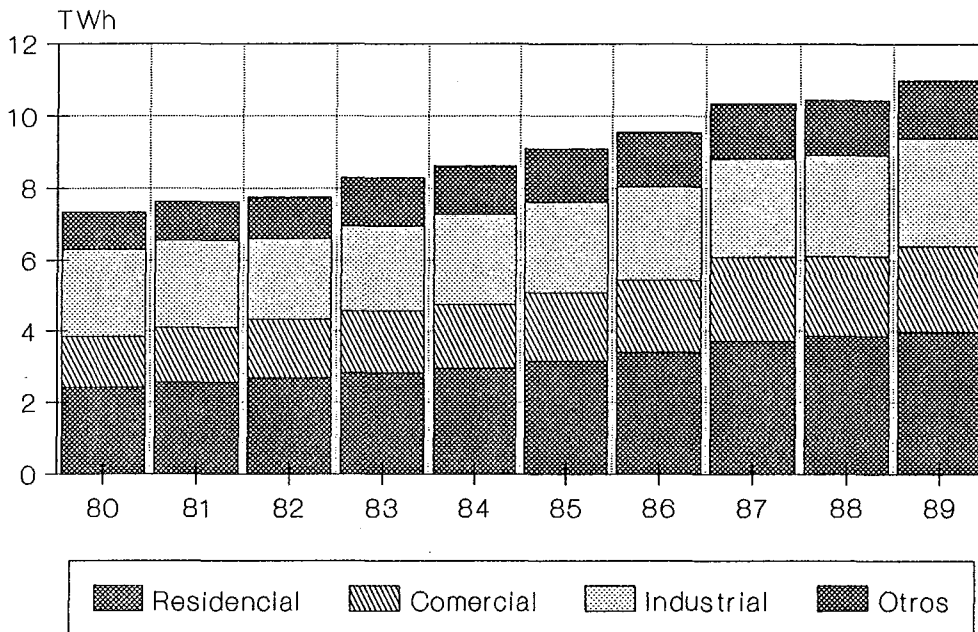
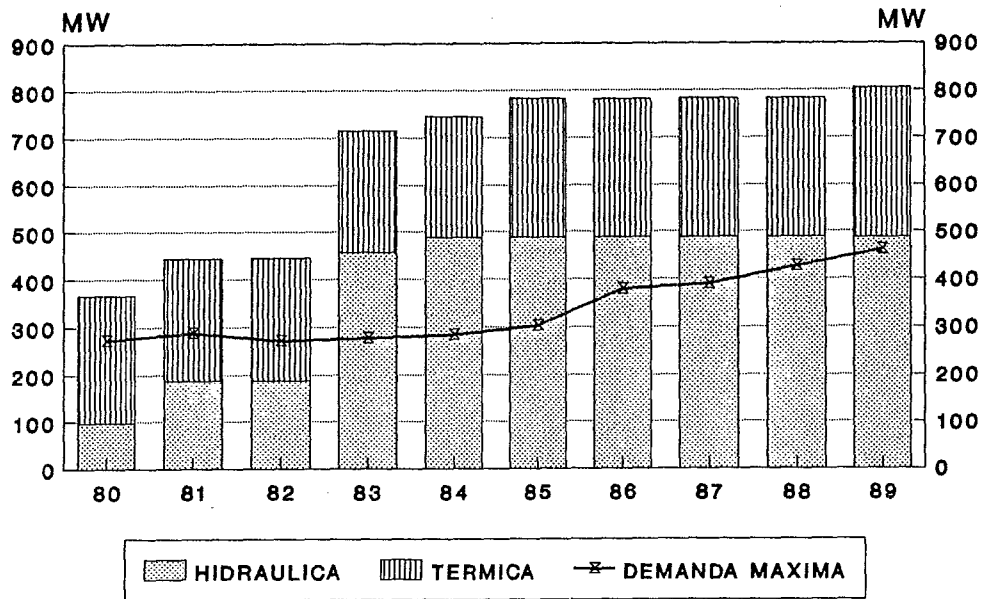


Gráfico 9

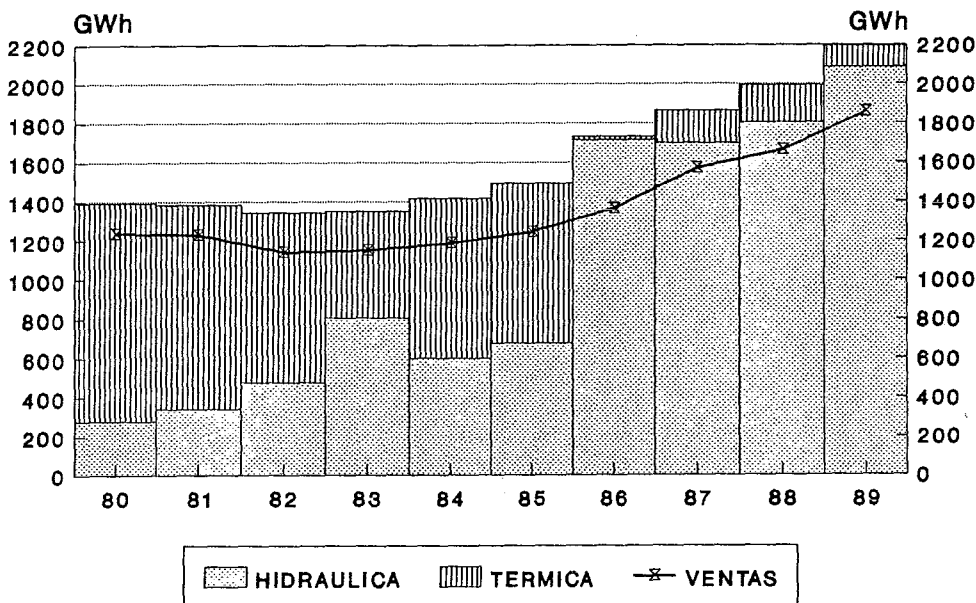
GUATEMALA: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

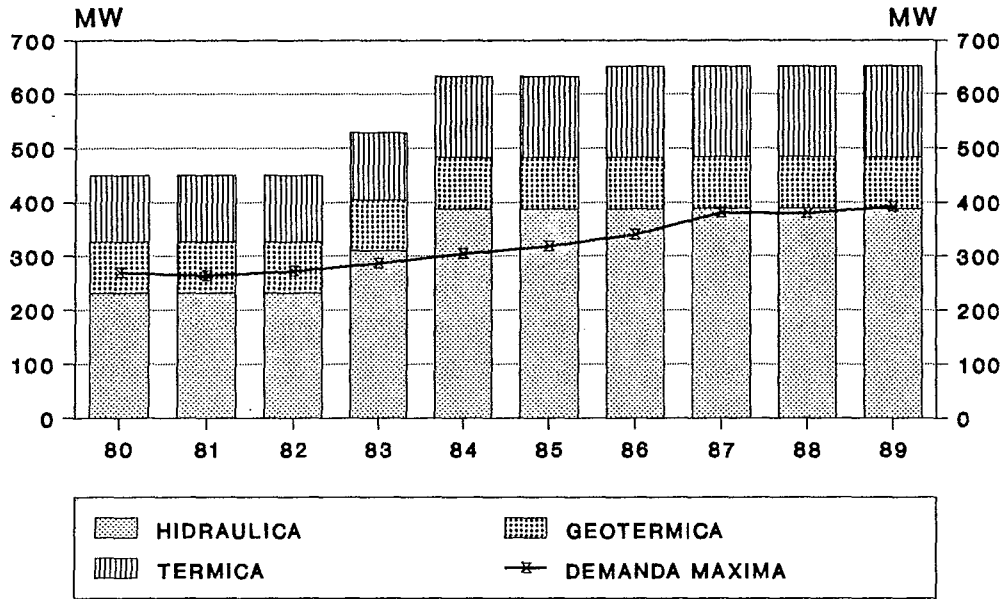
Gráfico 10

GUATEMALA: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



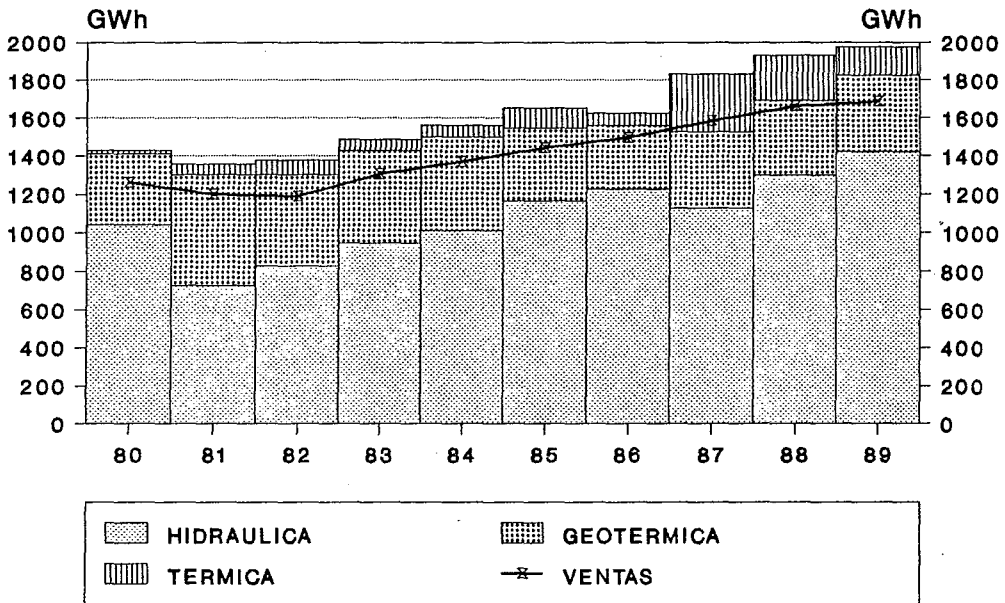
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 11
EL SALVADOR: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA



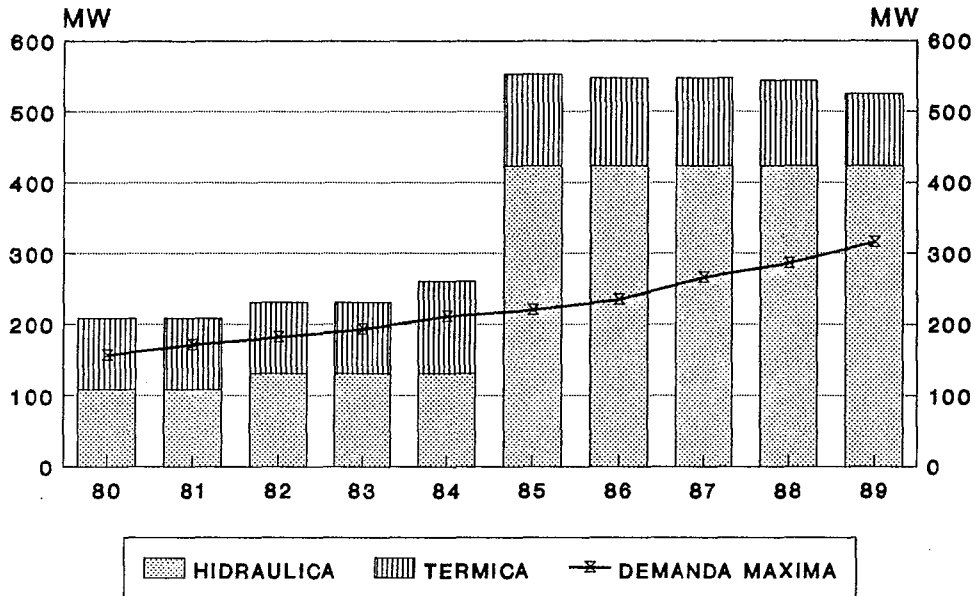
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 12
EL SALVADOR: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



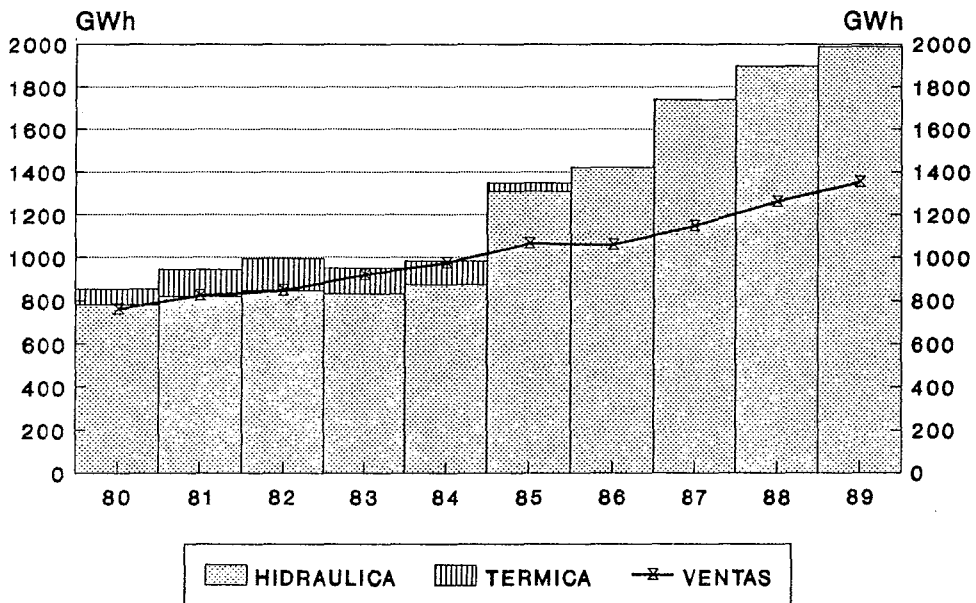
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 13
HONDURAS: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA



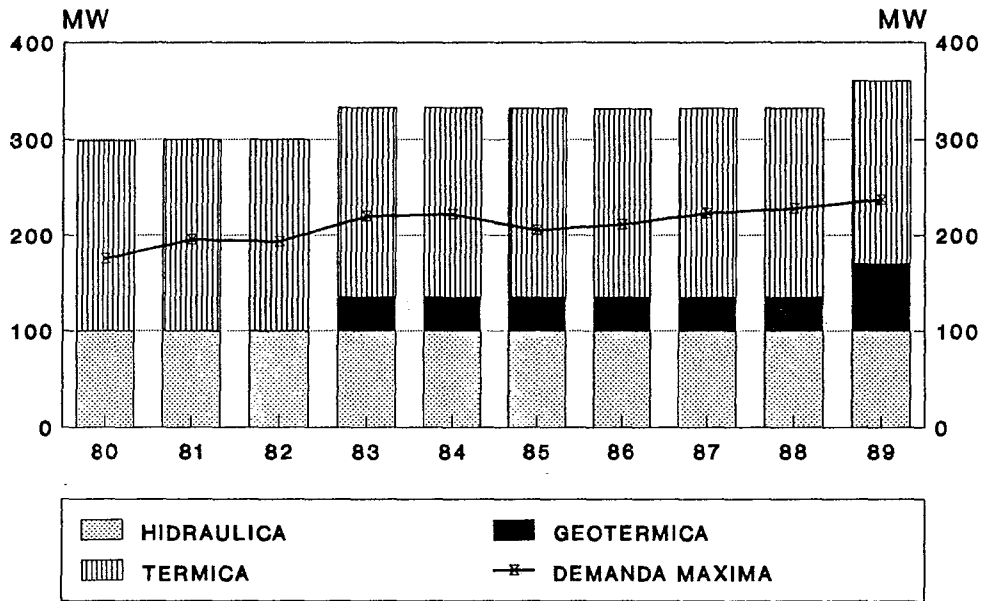
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 14
HONDURAS: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



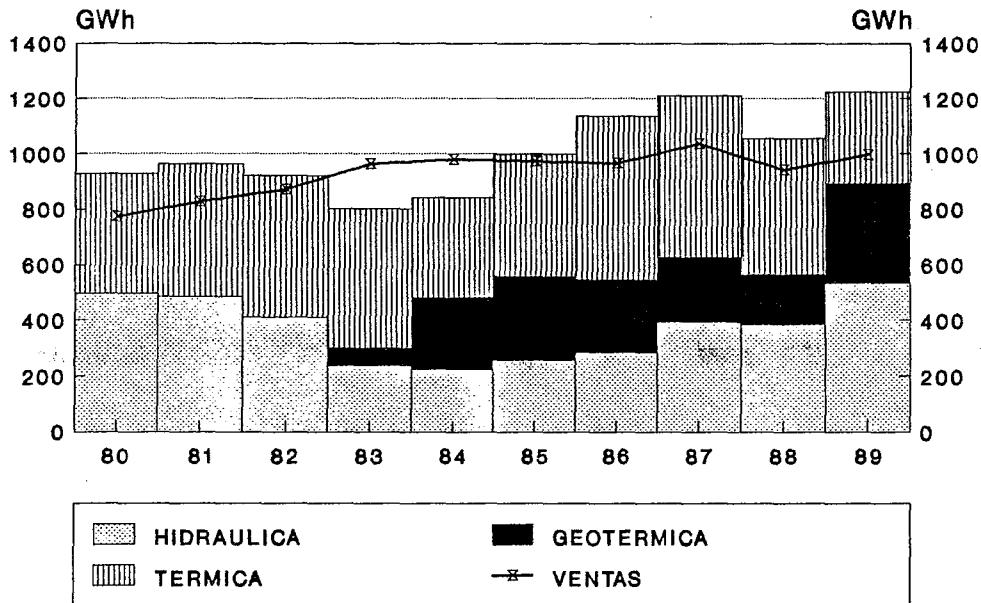
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 15
NICARAGUA: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA



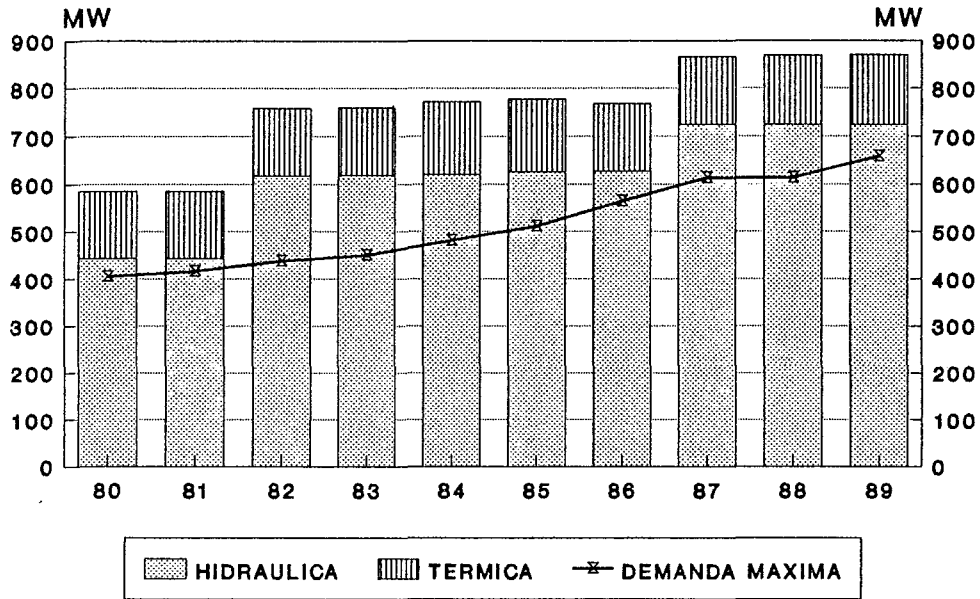
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 16
NICARAGUA: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



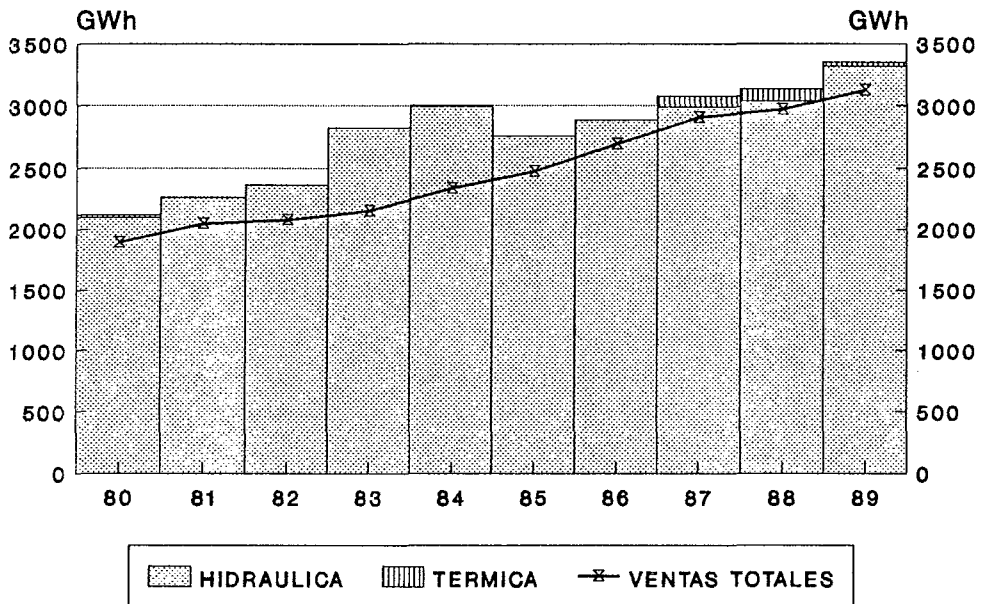
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 17
COSTA RICA: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

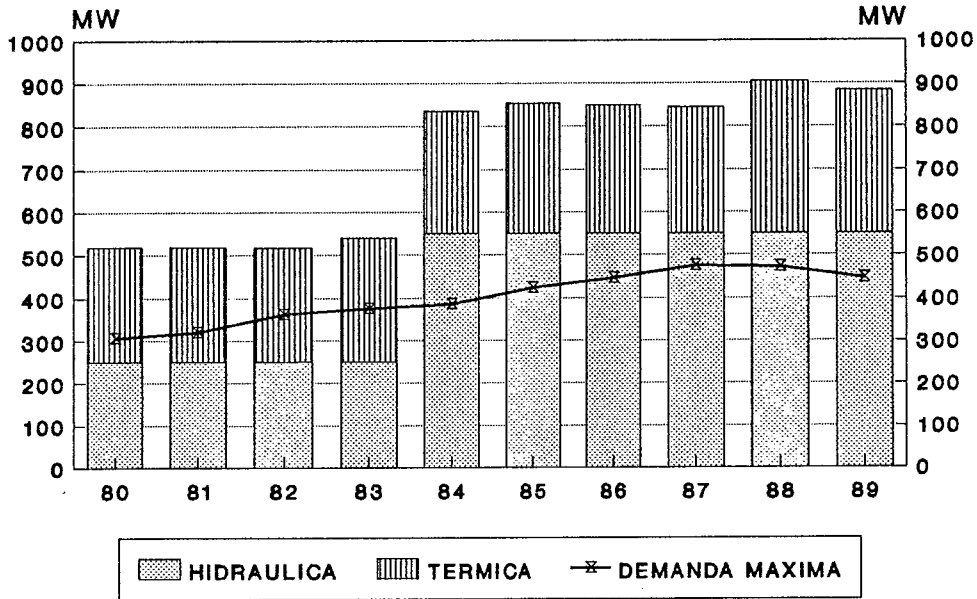
Gráfico 18
COSTA RICA: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 19

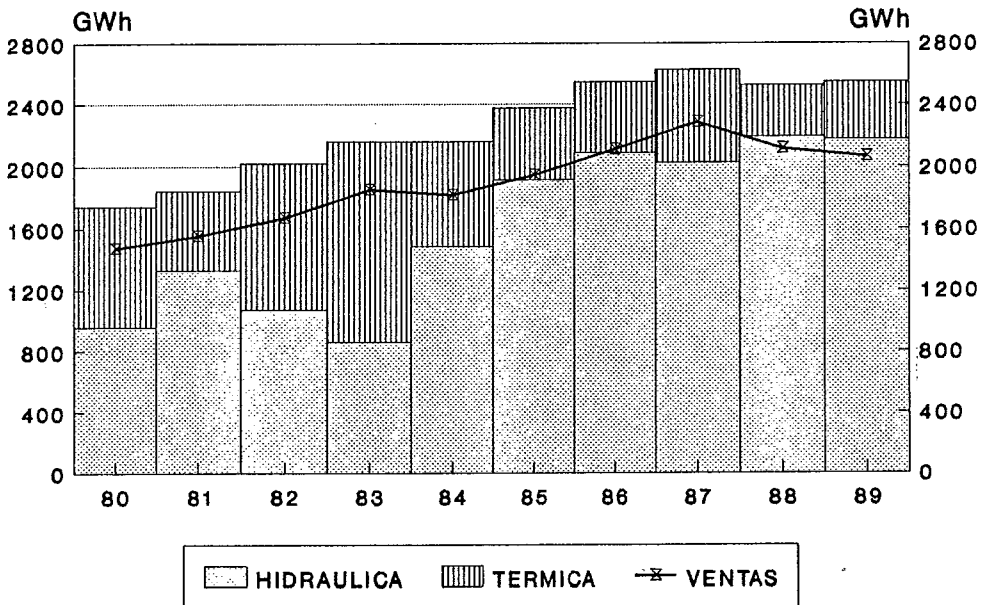
PANAMA: RESUMEN HISTORICO DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 20

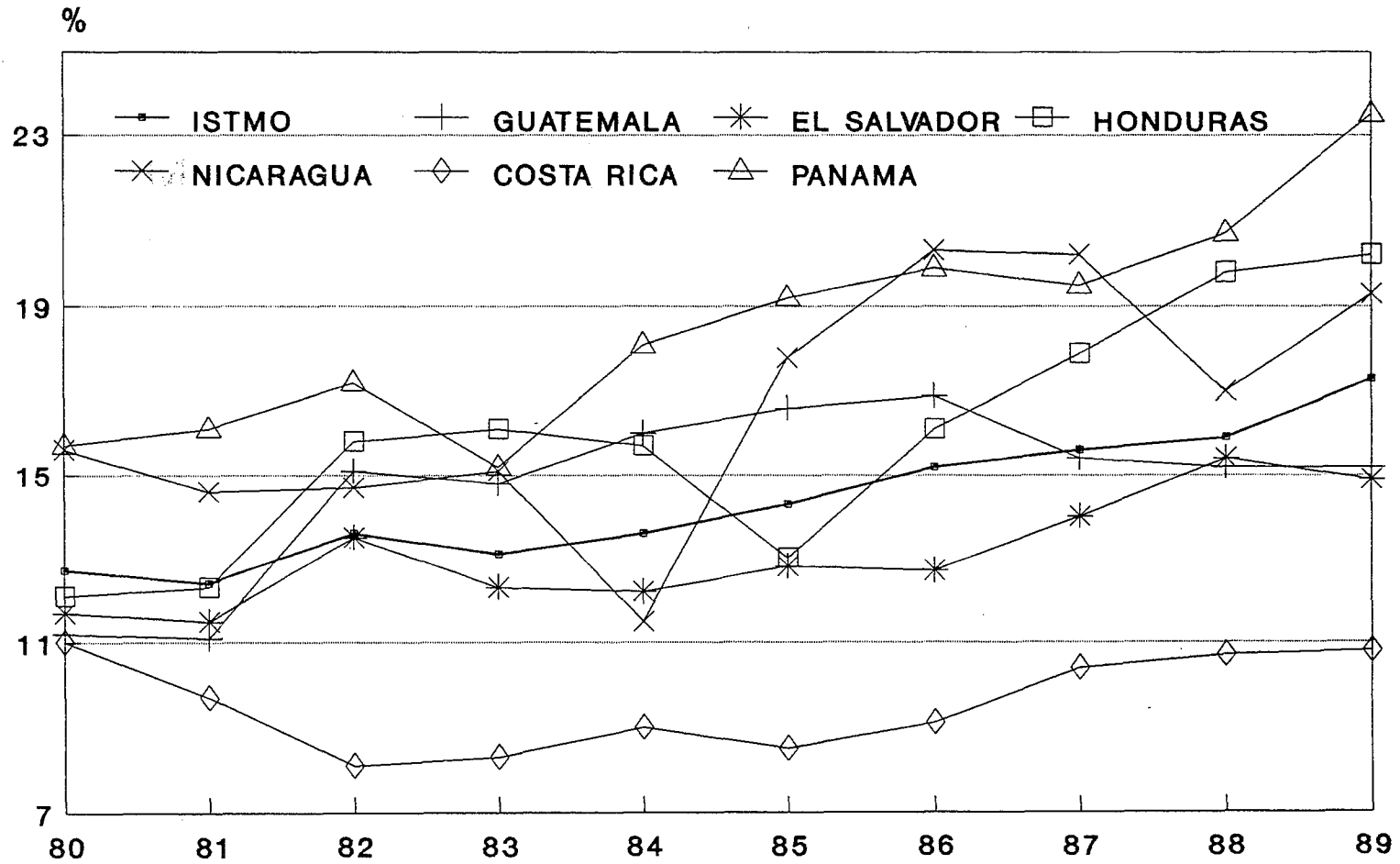
PANAMA: RESUMEN HISTORICO DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

Gráfico 21

ISTMO CENTROAMERICANO: PERDIDAS TOTALES DE ENERGIA ELECTRICA



D. INTEGRACION ELECTRICA

1. Antecedentes

En el esfuerzo integracionista que los países del Istmo Centroamericano realizaron en los años cincuenta y sesenta, la interconexión eléctrica se consideró siempre como una parte importante del Programa de Integración Económica y como el medio idóneo para lograr un uso común y coordinado de los recursos energéticos de la región.

Ya en aquellos tiempos, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) prestaba particular atención al tema de la interconexión centroamericana, y sometió a la consideración de los países una serie de estudios sobre proyectos específicos.

En los años setenta, estas iniciativas recibieron un renovado impulso con la crisis energética, que obligó a los países a buscar los medios para usar de manera más racional sus recursos autóctonos. Decidieron así se realizara un nuevo estudio, esta vez de alcance regional, con el fin de contar con una base firme, tanto técnica como económica, para decidir sobre futuras inversiones para obras de interconexión eléctrica regional.

La investigación, titulada Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA), fue elaborada por la CEPAL a fines de los años setenta, con el apoyo técnico y financiero del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), así como con la participación de técnicos de las empresas eléctricas.

El ERICA contribuyó de manera significativa a la comprensión de los problemas relativos a la interconexión eléctrica. Incluyó los siguientes aspectos principales: evaluación de los recursos naturales disponibles en la región; desarrollo de métodos de planificación, aplicables tanto a los países en forma individual como a la región en su conjunto, y cuantificación de los beneficios que se podían obtener de la interconexión eléctrica con diferentes grados de integración.

En lo que respecta a la infraestructura de transmisión, se estudió a nivel de prefactibilidad el sistema requerido para los niveles de transferencia correspondientes a los escenarios considerados, y se formuló la recomendación de que el desarrollo de los sistemas nacionales de

transmisión debería guardar coherencia con el objetivo de largo plazo de desarrollar un sistema troncal de 500 kV.

Desafortunadamente, la culminación del estudio coincidió con el inicio de la crisis económica y de conflictos sociales en algunos países de la región, lo que contrajo considerablemente las demandas de energía con respecto a lo estimado en el ERICA. Las interconexiones surgieron de convenios bilaterales, con el resultado de que la red que ha llegado a constituirse es extremadamente débil. Esto da lugar a problemas operativos, sobre todo de inestabilidad dinámica, y limita fuertemente la potencia y la energía que pueden transferirse.

2. Cronología de las interconexiones bilaterales

Las interconexiones actualmente en operación se han realizado sobre la base de acuerdos bilaterales, conforme a la siguiente cronología:

- Septiembre 1976 Se pone en servicio la primera línea de interconexión en la región: Honduras-Nicaragua; tiene una longitud de 136 km y está aislada para 230 kV, pero entra a operar en 138 kV.
- Agosto 1982 Costa Rica y Nicaragua ponen en servicio su línea de interconexión de 224 km a 230 kV. El primer país dispone de excedentes de energía hidráulica con la entrada en operación de las centrales en cascada Arenal y Corobicí. Aprovechando este complejo hidroeléctrico, exporta energía a Honduras y Nicaragua.
- 1985 Honduras pone en servicio su planta hidroeléctrica de El Cajón y empieza a exportar energía a Nicaragua y Costa Rica. Por su parte, Costa Rica deja de tener excedentes debido al aumento de su demanda.
- 1986 En febrero entra en servicio la interconexión, a 230 kV, entre Costa Rica y Panamá; en septiembre empieza a operar la línea entre El Salvador y Guatemala, también de 230 kV. A partir de este año, Honduras exporta energía a los tres países del sur en cantidades significativas. Sin embargo, en este año y en los siguientes se derraman cantidades importantes de agua en El Cajón, debido a que la línea de Honduras-Nicaragua continúa operando a 138 kV.

1990 En julio pasa a operar a 230 kV la línea de interconexión Honduras-Nicaragua.

Con la puesta en servicio de las líneas descritas, se han desarrollado dos sistemas que operan por separado: por una parte, Guatemala y El Salvador (bloque norte) y, por la otra, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (bloque sur); sólo falta la línea El Salvador-Honduras para completar la red a nivel regional. Estos dos últimos países llevan a cabo negociaciones con México para que financie este proyecto con los fondos del Acuerdo de San José.

3. Operación interconectada de 1976 a 1989

Las grandes longitudes de las líneas de transmisión y la debilidad de los enlaces entre países hacen que la red regional sea muy vulnerable a perturbaciones en el sistema eléctrico, por lo que sus márgenes de seguridad operativa son muy reducidos. Estas mismas características limitan considerablemente las cantidades de potencia y energía que pueden ser transferidas.

En efecto, desde 1982, cuando Costa Rica se incorporó a la red regional, se presentó en el bloque sur un fenómeno de inestabilidad dinámica, manifestado en oscilaciones sostenidas de potencia y voltaje, que aparecen cuando la potencia transferida excede ciertos valores en las líneas de interconexión.

Los problemas operativos que las empresas han enfrentado desde esa fecha han dado lugar a una serie de estudios y análisis realizados tanto por expertos externos como por personal técnico de las empresas.

Destacan entre esas investigaciones 12 estudios puntuales en los que se han abordado temas de operación y planificación de las redes de transmisión nacionales e interconectadas de América Central. Una de sus características importantes es que han sido realizados por profesionales de las propias empresas eléctricas, con el consiguiente efecto de capacitación. Para ello se ha contado con el apoyo de la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) y de la CEPAL.

Estos estudios han servido para determinar los límites de transmisión en las interconexiones, conforme éstas se han ido concretando. Asimismo, los trabajos realizados permitieron resolver varios problemas específicos e identificar los puntos débiles de la red troncal del bloque sur:

a) La limitación que presentaba la línea de interconexión Honduras-Nicaragua, mientras operaba a 138 kV;

b) La interrupción de la "espina dorsal" de 230 kV en el área de San José, Costa Rica, y

c) La gran longitud de los enlaces de 230 kV entre Costa Rica y Panamá (260 km), y entre la principal central hidroeléctrica de ese país (Fortuna, 300 MW) y la ciudad de Panamá (400 km).

Para mejorar la situación se recomendó:

a) Convertir a 230 kV la línea Honduras-Nicaragua, lo que ya se efectuó;

b) Construir una línea de 230 kV, de 60 km de longitud, entre las subestaciones de La Caja y Río Macho en Costa Rica, y

c) Instalar capacitores serie o compensadores de reactivos en las líneas Fortuna-ciudad de Panamá.

Intercambios de energía efectuados

Pese a todos los problemas enfrentados en la operación de la red interconectada regional, se han realizado intercambios de potencia y energía de cierta consideración. Los principales han ocurrido en el bloque sur, y han surgido de excedentes de potencia y energía hidroeléctricas, producidos en Costa Rica, primero, entre 1982 y 1985, y luego en Honduras, de 1985 a la fecha. En ambos casos, estos excedentes surgieron de la puesta en servicio de centrales hidroeléctricas de gran capacidad en relación con el tamaño del sistema nacional, así como de una fuerte reducción de las tasas de crecimiento de la demanda en contraste con las proyecciones al momento de decidirse la construcción de esos proyectos.

Los gráficos 22 a 25 muestran, en forma esquemática, los intercambios registrados de 1976 a 1988.

4. Aspectos institucionales

En el aspecto institucional, el organismo regional responsable de la integración eléctrica es el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH). Este foro fue creado en 1958 ^{4/} por el Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano con el propósito de

4/ Resolución 59 (CCE), aprobada el 8 de junio de 1958.

fomentar y coordinar acciones entre las empresas eléctricas del área e impulsar la elaboración de estudios sobre el desarrollo integrado del subsector eléctrico y los recursos hídricos de la región. Forman parte del Subcomité las máximas autoridades de los organismos que en cada país tienen a su cargo el desarrollo de la electrificación.

El Subcomité de Electrificación fundó, a su vez, en 1963, ^{5/} el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE). El GRIE tiene como propósito promover y apoyar la integración del subsector eléctrico de América Central, y está formado por los responsables de la planificación y la operación de las seis empresas eléctricas nacionales del Istmo. La Subsección en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) actúa como Secretaría del Subcomité y del GRIE.

Desde 1979, las empresas eléctricas nacionales iniciaron gestiones para integrar el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). En 1985 se aprobó el Convenio Constitutivo de este organismo internacional, y en el intervalo de 1985 a 1989 los gobiernos de cinco países ratificaron dicho instrumento. Debido a la crisis financiera que afecta a las empresas eléctricas, éstas acordaron que la Secretaría del CEAC fuera financiada por el país sede; decidieron encomendar la Secretaría Ejecutiva del CEAC a uno de sus funcionarios de planta, quien además continuaría realizando sus tareas habituales, lo que indudablemente absorbe tiempo considerable, y convinieron en que la sede se rotaría cada dos años entre los seis países. El primer período correspondió a la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador, y comprende del 1 de agosto de 1989 al 31 de julio de 1991.

Este organismo regional es una clara expresión de la viabilidad de la integración en materia energética. Para lograr que el CEAC opere con mayor efectividad, se obtengan mejores resultados y se aborden proyectos regionales de integración más ambiciosos, se considera necesario que los gobiernos y las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano financien, como mínimo, un funcionario de nivel internacional para que se encargue, a tiempo completo, de la Secretaría Ejecutiva. Sería deseable que ésta contase además, también a tiempo completo, con un experto en operación y otro en planificación.

^{5/} Resolución 13 (SC.5) del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos, aprobada el 30 de mayo de 1963.

Sin duda, el CEAC es la entidad idónea para proponer, coordinar y ejecutar programas de cooperación regional en beneficio de las seis empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

5. Programa de actividades regionales en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA)

Como una de las respuestas a las mayores exigencias técnicas que plantea a las empresas la operación de una red eléctrica, integrada a nivel regional, surgió el Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA).

El proyecto PARSEICA tiene como propósito reforzar la capacidad técnica de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, para lograr una operación más segura y económica de los sistemas eléctricos nacionales, así como promover la operación integrada de dichos sistemas. Este proyecto comprende los siguientes elementos principales: a) instalación en cada empresa eléctrica de un simulador digital para estudios de seguridad operativa (flujos de potencia, fallas y estabilidad); b) desarrollo e instalación en cada empresa eléctrica de modelos para optimizar la producción de electricidad y facilitar la concertación de intercambios entre países (administración de embalses, disminución de costos de producción y evaluación de costos de operación); c) adquisición e instalación de un computador, tipo mini o super micro, en cada empresa eléctrica, en el cual se instalarán los modelos digitales de análisis de redes y de planeamiento operativo, y d) capacitación de un grupo de profesionales en seguridad y planeamiento operativos.

El presupuesto global del proyecto es de 3.3 millones de dólares. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financia 2.3 millones, como cooperación técnica no reembolsable, y las empresas eléctricas cubren el resto como aporte, principalmente en especie.

La Comisión Federal de Electricidad de México (C.F.E.) tiene un papel muy relevante en el desarrollo de este proyecto, ya que está proporcionando una amplia cooperación técnica para la realización del Programa. Como parte de dicha cooperación, facilita sus instalaciones para la impartición de los cursos sobre seguridad operativa, actualmente en proceso. Ya se han dictado los primeros dos cursos, con una duración de dos semanas cada uno; en ellos participan como mínimo 24 profesionales, cuatro por país, con financiamiento

compartido por los fondos del BID y las propias empresas eléctricas. Los cursos incluyen teoría y práctica; para esta última se utiliza el Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia (SISP) de la C.F.E y se simulan casos reales de los sistemas eléctricos del Istmo. Asimismo, la C.F.E. aportará el SISP (incluyendo el código fuente) como cooperación técnica a las seis empresas eléctricas. Adicionalmente, la C.F.E. participará en la determinación de los parámetros de reguladores de voltaje y de velocidad en plantas generadoras de los seis países, necesarios en la elaboración de estudios dinámicos de los sistemas eléctricos nacionales e interconectados.

El proyecto PARSEICA se encuentra a cargo, por acuerdo de las seis empresas de la región, del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), empresa que integró una Unidad Ejecutora ad-hoc para la ejecución y administración del proyecto.

El PARSEICA es una buena muestra de un proyecto de integración, pese al monto reducido de su inversión, por el alto contenido de cooperación intrarregional y externa (BID y C.F.E.). Otra característica muy importante del proyecto es la capacitación y activa participación, en la ejecución de los trabajos, de un grupo de profesionales de las seis empresas eléctricas de la región. Se considera que, con base en la experiencia adquirida en el PARSEICA y ante las amplias necesidades de mejoramiento técnico e institucional que presentan las empresas eléctricas del Istmo, se podrían formular proyectos de cooperación regional sobre diversos temas (planificación de sistemas eléctricos, operación y mantenimiento de sistemas de distribución, mantenimiento y rehabilitación de centrales generadoras, etc.).

6. El proyecto DIEICA en el marco del Plan Especial de Cooperación Económica para Centroamérica

El 11 de diciembre de 1987, la Asamblea General de las Naciones Unidas aprobó el Plan Especial de Cooperación Económica para Centroamérica (PEC), dentro de las iniciativas destinadas a lograr una paz firme y duradera en esta región. En respuesta a tal compromiso, durante el primer semestre de 1988, la Secretaría de las Naciones Unidas realizó, por intermedio de la CEPAL, un levantamiento de las más apremiantes necesidades del subsector de energía eléctrica de Centroamérica.

En agosto de 1988, la CEPAL publicó un documento en el cual se incluyeron la identificación y los perfiles de los proyectos urgentes y prioritarios, como casos específicos donde la cooperación internacional podría concretarse. Parte importante de los proyectos levantados se orientaba a financiar la importación de combustibles requeridos por las plantas termoeléctricas, cuyos montos eran elevados a causa de la sequía que azotaba a la región. Debido fundamentalmente al cambio de las condiciones hidrológicas y a algunos financiamientos parciales obtenidos directamente por las empresas de ciertos países, la CEPAL revisó la lista de los proyectos en noviembre de 1988.

Durante el primer trimestre de 1989, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) firmó un convenio con el Banco Mundial y la CEPAL para que actuasen como Agencia Ejecutora y Agencia Asociada, respectivamente, en la revisión técnica y la actualización de los perfiles de proyectos para su presentación a los posibles países donantes y organizaciones de desarrollo. El Banco Mundial consideró que muchos de los problemas urgentes del subsector eléctrico de la región derivan de aspectos institucionales y de la capacidad técnica y funcional de las empresas para planificar y controlar el desarrollo del subsector. Propuso, por lo tanto, la ampliación del proyecto para abarcar la identificación de proyectos de cooperación financiera en dichos aspectos adicionales.

Como resultado de lo anterior, se formuló el proyecto de Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA), financiado por el PNUD; actúan como Agencia Ejecutora el Banco Mundial y como Agencia Asociada, la CEPAL. Se decidió dividir el proyecto en dos etapas; la fase I quedó integrada por la revisión y actualización de los perfiles de proyectos urgentes, prioritarios y de corto plazo. Los resultados de los trabajos de la fase I del DIEICA se presentaron a consideración de los gobiernos e instituciones cooperantes en la Primera Reunión Sectorial de los Gobiernos del Istmo Centroamericano, realizada en San Salvador, El Salvador, los días 3 y 4 de abril de 1990.

La fase II del proyecto DIEICA tiene como objetivos identificar las áreas de las empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá que requieren de fortalecimiento institucional y financiero, así como los aspectos que necesitan atención para fortalecer el proceso de integración eléctrica regional. En el proyecto se identificarán los factores institucionales que

afectan el desarrollo y cobertura de cada una de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano; se evaluarán los procedimientos utilizados en las áreas de gestión empresarial, planificación, operación, distribución, ingeniería-construcción, finanzas y comercial, y se formularán proyectos para apoyar a las empresas eléctricas en el mejoramiento de su eficiencia. De igual manera, se estudiarán aquellos aspectos de integración eléctrica regional, tendientes a mejorar la eficiencia operativa de las empresas eléctricas mediante el aprovechamiento de economías de escala subregional en dicho sector, y se formularán proyectos sobre esos aspectos. Como parte de este proyecto se realizará un seminario con la participación de las máximas autoridades del sector energético y del subsector eléctrico de los seis países del Istmo Centroamericano. Al finalizar el proyecto se contará con perfiles de proyectos de fortalecimiento institucional e integración eléctrica por país y regionales, en los que se detallarán su justificación y costo, cronograma de actividades y resultados esperados. Asimismo, se contará con recomendaciones específicas, a nivel regional, tendientes a mejorar la eficiencia económica de la red eléctrica centroamericana. Dichos proyectos serán enviados a países e instituciones cooperantes con el propósito de obtener financiamiento para su ejecución.

**INTERCAMBIO DE ENERGIA
PERIODO: 1976 - 1981**

**INTERCONEXIONES EN OPERACION:
HONDURAS - NICARAGUA
(DESDE SEPTIEMBRE 1976)**

**SISTEMA CON EXCEDENTES:
NINGUNO**

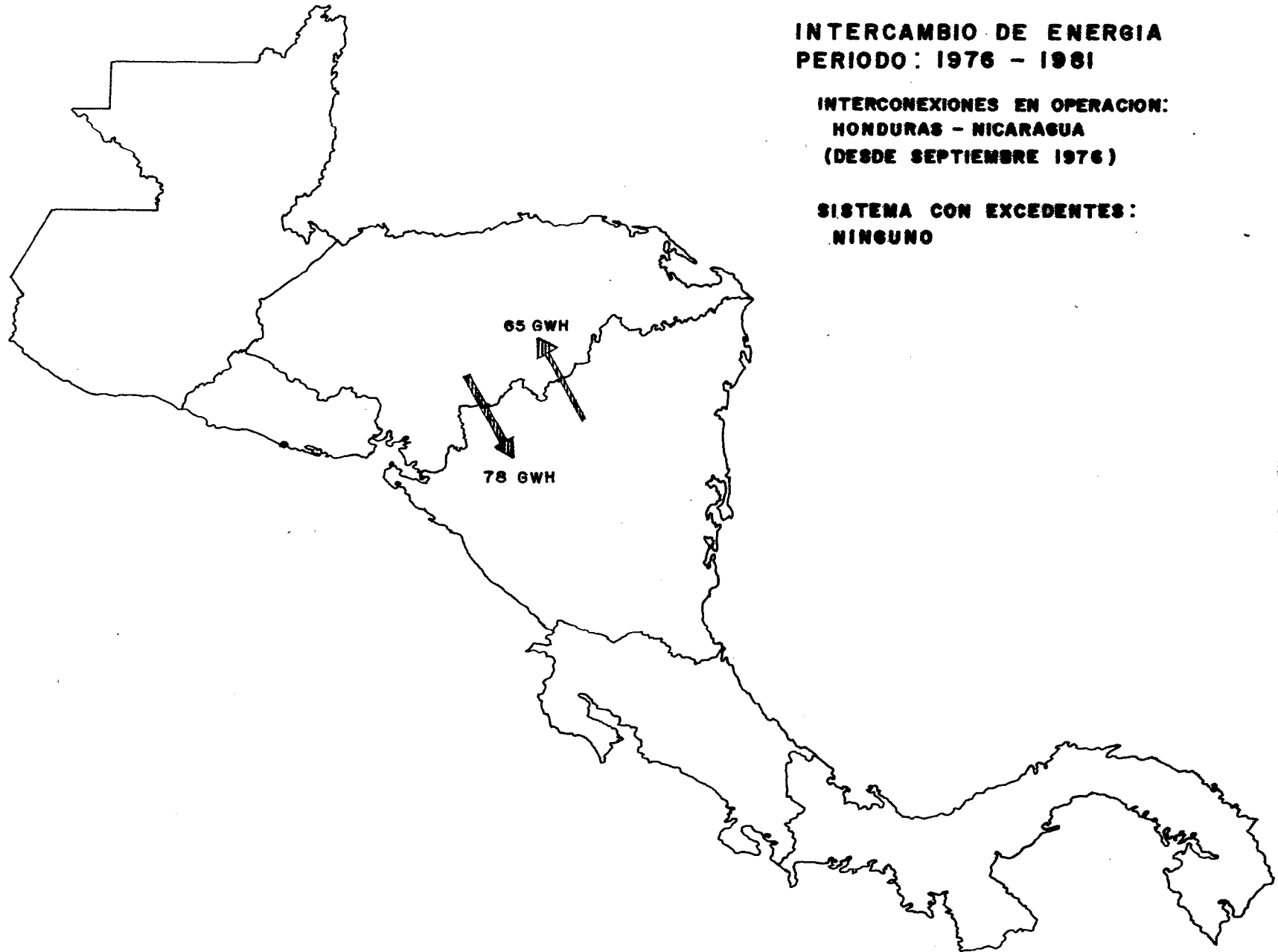


GRAFICO 22

INTERCAMBIO DE ENERGIA

PERIODO : 1982 -- 1984

INTERCONEXIONES EN OPERACION:

HONDURAS - NICARAGUA

NICARAGUA - COSTA RICA

SISTEMA CON EXCEDENTES:

COSTA RICA



INTERCAMBIO DE ENERGIA ELECTRICA PERIODO : 1985

INTERCONEXIONES EN OPERACION:

**HONDURAS - NICARAGUA
NICARAGUA - COSTA RICA**

SISTEMAS CON EXCEDENTES:

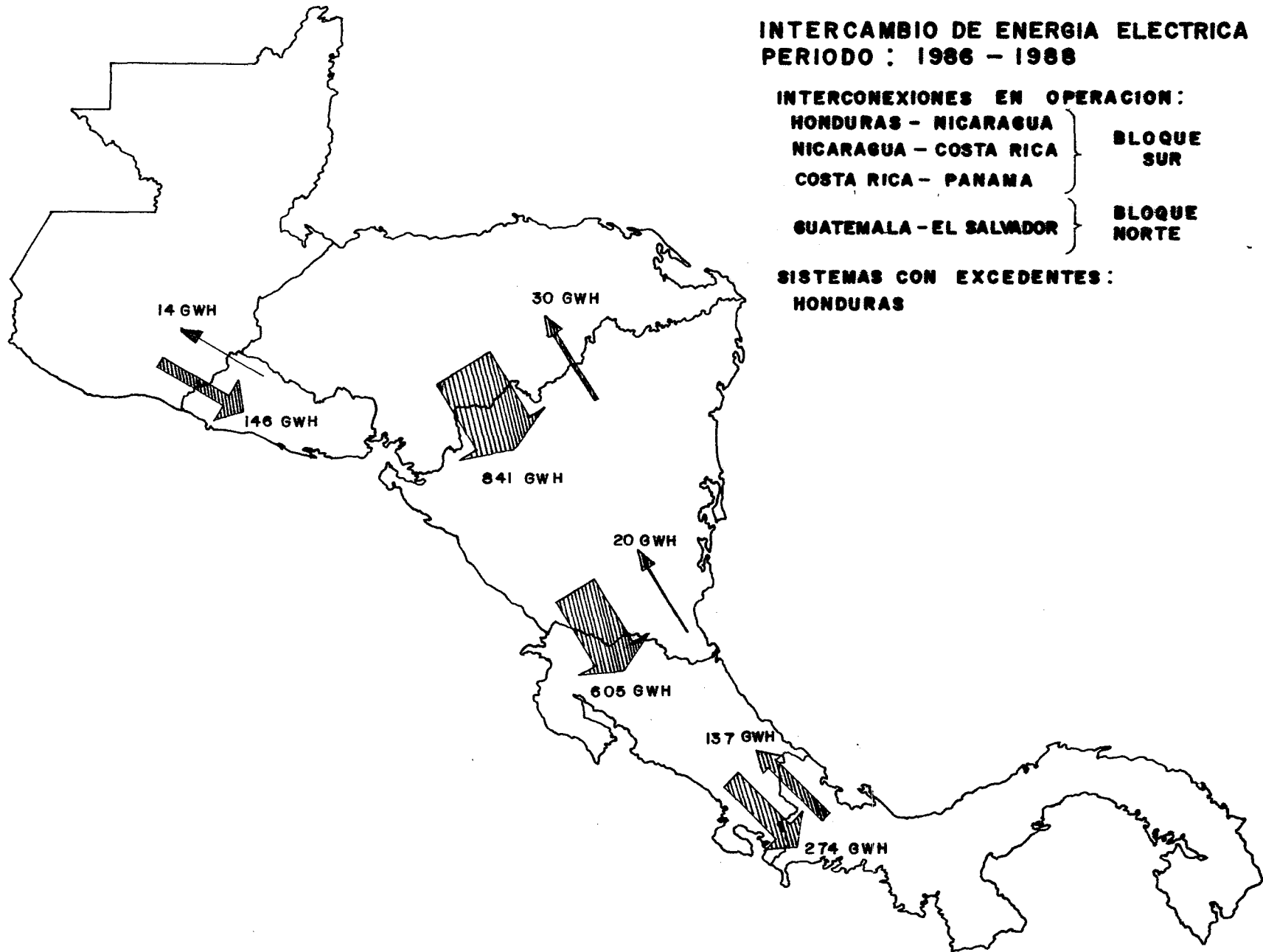
**HONDURAS (2º semestre)
COSTA RICA**



INTERCAMBIO DE ENERGIA ELECTRICA PERIODO : 1986 - 1988

INTERCONEXIONES EN OPERACION:
HONDURAS - NICARAGUA } **BLOQUE SUR**
NICARAGUA - COSTA RICA }
COSTA RICA - PANAMA }
GUATEMALA - EL SALVADOR } **BLOQUE NORTE**

SISTEMAS CON EXCEDENTES:
HONDURAS



E. PERSPECTIVAS PARA EL PERIODO 1990-2000

1. Estimaciones de demanda y adiciones de generación programadas

De las proyecciones de la demanda de electricidad elaboradas por los seis países (véase el cuadro 2) se deduce una tasa de crecimiento promedio para la región de 5.7% anual. Este pronóstico parece conservador si se toma en cuenta el crecimiento real registrado en el decenio de 1980. Las tasas a nivel de país variarían de 3.6% en Panamá a 7.8% en El Salvador. (Véanse los gráficos 26 a 37.)

De los planes de expansión que los países han preparado para hacer frente al crecimiento de la demanda resulta que el incremento total de capacidad para la región en el decenio provendría en un 67% del desarrollo de recursos autóctonos, 42% de hidroelectricidad y 25% de geotermia. En consecuencia, la proporción en que esta clase de fuentes participaría en la capacidad de generación, tanto en términos de potencia efectiva como de energía generable, sería elevada durante todo el período. (Véanse los gráficos 38 y 39.)

Cabe destacar que los programas de expansión nacionales incluyen en casi todos los casos la rehabilitación de unidades existentes. Dada la precaria situación del parque de generación, estos planes revisten la mayor importancia.

El moderado crecimiento de la demanda previsto permite que los planes de expansión de la capacidad generadora formulados por los países se basen en adiciones de tamaño unitario relativamente pequeño. Durante el decenio, la capacidad instalada promedio sería de 44 MW, y sólo cuatro de las nuevas centrales tendrían una potencia instalada igual o superior a 100 MW (Vapor III en Guatemala, Turbinas de Gas, Angostura y Pirrís en Costa Rica). En contraste, durante 1975-1985 el valor promedio de las adiciones de capacidad instalada fue de 86 MW, y se pusieron en servicio ocho centrales de más de 100 MW, entre ellas tres con una capacidad instalada de 300 MW (Chixoy en Guatemala, El Cajón en Honduras y Fortuna en Panamá).

De lo anterior resulta que los márgenes de reserva de capacidad económica (hidro y geo) serían reducidos en comparación con los disponibles de 1982 al presente. Tal situación cambiaría un poco hacia el final del decenio con la puesta en servicio de las centrales hidroeléctricas de Angostura y Pirrís en Costa Rica.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACIONES DE DEMANDA MAXIMA Y ENERGIA ELECTRICA

	Total		Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
1990	2 677	14 100	468	2 384	418	2 025	365	1 917	249	1 373	707	3 681	470	2 720
1991	2 839	15 142	497	2 541	468	2 417	385	2 059	256	1 417	744	3 878	489	2 830
1992	2 987	15 928	530	2 716	502	2 597	410	2 192	262	1 446	781	4 072	502	2 905
1993	3 114	16 639	565	2 907	512	2 648	418	2 267	268	1 477	826	4 304	525	3 036
1994	3 246	17 357	604	3 116	534	2 760	420	2 298	270	1 491	877	4 566	541	3 126
1995	3 461	18 518	643	3 322	601	3 107	431	2 379	289	1 596	933	4 852	564	3 262
1996	3 657	19 581	683	3 541	645	3 335	444	2 464	313	1 729	991	5 155	581	3 357
1997	3 862	20 691	727	3 785	678	3 505	461	2 566	340	1 875	1 054	5 479	602	3 481
1998	4 077	21 846	774	4 039	717	3 705	487	2 713	356	1 966	1 119	5 813	624	3 610
1999	4 320	23 154	821	4 301	773	3 994	515	2 874	375	2 067	1 188	6 172	648	3 746
2000	4 572	24 519	870	4 570	828	4 281	545	3 047	396	2 183	1 261	6 550	672	3 888
Incremento 1990-2000	1 895	10 419	402	2 186	410	2 256	180	1 130	147	810	554	2 869	202	1 168
Tasas de crecimiento 1990-2000	5.5	5.7	6.4	6.7	7.1	7.8	4.1	4.7	4.7	4.7	6.0	5.9	3.6	3.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras proporcionadas por las empresas eléctricas.

Los nuevos excedentes de energía hidroeléctrica que se producirían en el período, de acuerdo con las proyecciones y planes vigentes, ocurrirían todos en Costa Rica y ascenderían a 231 GWh en 1995-1996 y a 880 GWh en 1998-2000. Honduras tendría aún, al inicio del período (1991-1992), 169 GWh de excedentes de la central hidroeléctrica de El Cajón. (Véase el cuadro 3.)

El programa de ampliación de Guatemala incluye la instalación de 476 MW en nuevas centrales y el retiro de 22 MW de centrales existentes. El 51% de las adiciones de potencia correspondería a hidro y el 15% a geotermia. La oferta de energía se incrementaría en 2,396 GWh, de los cuales 31% correspondería a hidro y 23% a geotermia. La mayor parte de las adiciones de estos tipos de capacidad ocurriría en el segundo quinquenio, mientras que en el primero la expansión se basaría sobre todo en plantas térmicas. Los márgenes de capacidad serían bajos tanto en los primeros años del período como a mediados del segundo quinquenio. (Véanse los gráficos 26 y 27.)

En el caso de El Salvador, entrarían en operación 393 MW, correspondiéndole 62% a la geotermia y 30% a la hidroelectricidad. La oferta de energía aumentaría en 2,200 GWh (83% geotérmicos y 9% hidro). (Véanse los gráficos 28 y 29.)

El programa de ampliación de Honduras se basa exclusivamente en un desarrollo térmico. De los 174 MW en que se incrementaría la capacidad efectiva durante el decenio, el 81% correspondería a nuevas centrales térmicas y el resto a la rehabilitación de las existentes. La oferta de energía aumentaría en 698 GWh, todo a base de combustible. Al inicio del período, Honduras contaría aún con excedentes hidro, pero a partir de 1993 la producción hidroeléctrica sería absorbida en su totalidad por la demanda nacional. (Véanse los gráficos 30 y 31.)

En Nicaragua se tiene programado ampliar el sistema de generación en 165 MW durante el período 1990-2000; el 70% le correspondería a centrales geotérmicas y el resto, a nuevas plantas térmicas. La oferta de energía se incrementaría así en 964 GWh, de los cuales 89% sería de origen geotérmico. El desarrollo de este tipo de generación ocurriría principalmente en el segundo quinquenio, mientras que en el primero el programa se apoyaría en la rehabilitación de las centrales existentes y en la instalación de turbinas de gas. (Véanse los gráficos 32 y 33.)

Se prevé en Costa Rica incrementar la capacidad de generación en 781 MW durante el presente decenio; 56% mediante centrales hidroeléctricas y 13% de

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: EXCEDENTES DE ENERGIA HIDROELECTRICA

	GWh	País de origen	Proyectos que entran en operación	Observaciones
1991	151	Honduras		Excedentes de El Cajón
1992	18	Honduras		Excedentes de El Cajón
1995	191	Costa Rica	Toro, Miravalles I y Miravalles II	Los excedentes ocurren sólo en la estación lluviosa
<u>Subtotal</u>	<u>360</u>			
1996	40	Costa Rica		Excedentes debidos a las adiciones del año anterior. Disponibles sólo en la estación lluviosa
1998	360	Costa Rica	Angostura	La mayor parte de este excedente corresponde a la estación lluviosa
1999	155	Costa Rica		Excedentes de Angostura, concentrados en la estación lluviosa. Costa Rica requiere aproximadamente la misma cantidad de energía en generación térmica durante la estación seca.
2000	365	Costa Rica	Pirris	Excedentes concentrados en la estación lluviosa
<u>Subtotal</u>	<u>920</u>			
<u>Total</u>	<u>1 280</u>			

centrales geotérmicas. La oferta de energía se incrementaría en 4,515 GWh/año, con una participación de 54% de la hidroeléctrica y 17% de la geotérmica. Es importante mencionar que no existe un programa de retiro de centrales térmicas pese a la antigüedad y el deterioro de las existentes; la ampliación de capacidad térmica en el primer quinquenio habrá de sustentarse en la instalación de turbinas de gas. El país dispondrá de excedentes de energía hidro y geotérmica en 1995 y 1996, al entrar en operación los proyectos Toro y Miravalles, y nuevamente en 1998-2000, con la puesta en marcha de los proyectos Angostura y Pirris. (Véanse los gráficos 34 y 35.)

El programa de ampliación de Panamá comprende la instalación de 196 MW, 59% en centrales hidroeléctricas y el resto, en térmicas. La oferta de energía se ampliaría en 1,765 GWh, con un aporte hidro de 51%. Una parte importante del programa durante el primer quinquenio se centraría en la rehabilitación de las centrales térmicas existentes. El desarrollo hidroeléctrico incluye la elevación de la presa de la central hidroeléctrica Fortuna. (Véanse los gráficos 36 y 37.)

2. Evaluación de posibles intercambios de electricidad y de los requerimientos de hidrocarburos

a) Características generales del período

El análisis de las proyecciones de la demanda y de los planes de expansión de la capacidad generadora revela algunas características de la situación que prevalecería en la región, que determinarían los tipos de intercambio posibles, sobre todo en el primer quinquenio:

- i) Los excedentes hidro disponibles para exportación serían escasos;
- ii) La proporción de la hidroelectricidad en la producción de energía continuaría siendo alta, y
- iii) En algunos países y en algunos años faltaría capacidad de generación térmica a base de bunker para cubrir los requerimientos de producción térmica, mientras que en otros habría excedentes de capacidad bunker.

La alta proporción de producción hidro en la mayoría de los países (excepto Nicaragua) les permitiría cubrir con generación hidroeléctrica casi todos sus requerimientos de potencia y energía de punta, y en muchos casos, incluso, parte de la de base. De modo que la generación térmica, susceptible

de ser reemplazada por energía importada, se encontraría en la base de las respectivas curvas de demanda.

Por otra parte, los déficit de capacidad de generación térmica a base de bunker, que ocurrirían en algunos países, abrirían la posibilidad para efectuar transferencias de energía de origen térmico bunker para sustituir en el país importador la generación a base de diesel.

En consecuencia, los intercambios viables tendrían la forma de transferencias a potencia constante para satisfacer demanda base en los países importadores, y consistirían principalmente de energía de origen térmico bunker destinada a sustituir generación con diesel.

b) Posibles intercambios y economías de combustible

Para estimar los intercambios de energía posibles en el período 1991-1995, se simuló la operación de los sistemas eléctricos para cada año y cada estación (seca y lluviosa). Los resultados fueron los siguientes:

1991

Bloque norte: Guatemala se vería obligada a usar centrales diesel y turbina de gas en la base para generar 78 GWh durante la estación seca. El Salvador tendría margen de capacidad en vapor, que le permitiría exportar para sustituir parcialmente esa generación.

Bloque sur: Honduras contaría con 150 GWh de excedentes hidro. Ninguno de los otros sistemas requeriría de generación con diesel. La energía hidro de Honduras se podría exportar a Nicaragua, donde se sustituiría generación térmica a base de bunker.

1992

Bloque norte: Guatemala tendría que generar aproximadamente 60 GWh con centrales diesel y turbina de gas en la base en la estación seca, pero El Salvador dispondría de un margen muy reducido de capacidad de vapor. En consecuencia, el intercambio posible sería muy limitado.

Bloque sur: Honduras contaría con un mínimo de excedente hidro. Costa Rica precisaría generar unos 38 GWh con turbina de gas en la base a lo largo del año. Tanto Honduras como Nicaragua y Panamá dispondrían de un margen de capacidad térmica bunker. Se podría sustituir la generación a base de diesel en

Costa Rica, con el excedente de Honduras, más generación de las centrales de vapor de Nicaragua.

1993

Guatemala se vería obligada a recurrir a centrales diesel y turbina de gas para generar unos 173 GWh de energía base en la estación seca. Costa Rica tendría que usar turbina de gas en la base para producir casi 270 GWh a lo largo del año. El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá dispondrían de un margen de capacidad térmica bunker.

Honduras y El Salvador podrían exportar hacia Guatemala energía térmica generada usando bunker, mientras que Nicaragua y Panamá, sobre la base de la misma generación, exportarían hacia Costa Rica.

1994

Guatemala y El Salvador tendrían que utilizar turbina de gas en la base para producir 194 y 19 GWh, respectivamente, en la estación seca. Costa Rica necesitaría generar 392 GWh con turbinas de gas a lo largo del año.

Honduras, Nicaragua y Panamá contarían con un margen de capacidad para generar con bunker.

Honduras y Nicaragua podrían exportar a El Salvador y Guatemala, mientras que Panamá, a Costa Rica.

1995

Únicamente El Salvador continuaría necesitando turbinas de gas para generar 44 GWh en la base durante la estación seca.

En Guatemala, el problema se resolvería con la puesta en servicio de la planta Vapor III, y en Costa Rica, con la entrada en operación de los proyectos Toro y Miravalles I.

La puesta en servicio de Miravalles II, en julio de 1995, produciría en Costa Rica un excedente hidro.

Honduras podría exportar hacia El Salvador energía generada con bunker en la estación seca; Costa Rica exportaría sus excedentes hacia Nicaragua y Panamá, para sustituir en esos países generación térmica a base de bunker en la estación lluviosa.

En términos generales, la operación integrada redundaría en el aprovechamiento de los excedentes de energía hidroeléctrica y en una reducción del consumo de combustible. Los posibles ahorros en este último

renglón en el período 1991-1995 serían de unos 50 millones de dólares con base en un precio del crudo de 21 dólares/barril.

Con transferencias de energía entre países, del orden de los 1,200 GWh para el quinquenio, se podría reducir el consumo de diesel de casi 3 millones de barriles a sólo 200,000. (Véanse los cuadros 4 y 5 y los gráficos 40 y 41.)

El ejercicio de simulación puso en evidencia la posibilidad de sustituir generación térmica a base de diesel con generación a base de bunker. Esta operación requeriría que las empresas determinaran, con la mayor exactitud posible, los costos variables de producción de sus centrales y que estuvieran dispuestas a intercambiar esa información.

Los países que en mayor proporción tendrían que recurrir a generación a base de diesel, en el caso de una operación aislada, serían Guatemala y Costa Rica; por ello, resultarían los mayores importadores en el caso de una operación integrada. Los mayores exportadores serían Panamá y Honduras, que dispondrían de márgenes amplios de capacidad para generación con bunker. También Nicaragua contaría con un buen margen de capacidad en sus plantas de vapor y exportaría energía usando esa reserva.

Los excedentes hidro que se producirían en la región en 1991 en Honduras, y en 1995 en Costa Rica, no se podrían utilizar para sustituir generación a base de diesel; en el primer caso, porque las necesidades surgen en Guatemala, y falta la línea de interconexión Honduras-El Salvador, que permitiría transmitir de los excedentes hacia aquel país y, en el segundo, porque todos los sistemas contarían con margen para generación con bunker.

Los más altos niveles de transferencias ocurrirían en 1994, año en el que Guatemala, El Salvador y Costa Rica podrían sustituir generación diesel: Guatemala, casi 200 GWh y Costa Rica, casi 400 GWh. Los resultados de la simulación para ese año se resumen en los gráficos 42-A, 42-B, 42-C y 43. El primero presenta la forma en que cada país cubriría su demanda, tanto en estación seca como en estación lluviosa, en caso de operación aislada. El segundo muestra las transferencias que se producirían, en el caso de una operación integrada, para reducir al mínimo el costo de la generación térmica.

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA SIMULACION DE LA OPERACION AISLADA, 1991-1995

	Energía (GWh)					Importación	Consumo de combustible (miles de Bbl)	
	Demanda	Geo	Hidro	Bunker	Diesel		Bunker	Diesel
<u>Total</u>	<u>83 584</u>	<u>7 348</u>	<u>62 637</u>	<u>12 327</u>	<u>1 272</u>	-	<u>22 038</u>	<u>2 915</u>
Guatemala	14 602	228	9 162	4 703	509	-	7 772	1 316
El Salvador	13 529	3 705	8 110	1 650	64	-	2 939	180
Honduras	11 195	-	10 881	314	-	-	535	-
Nicaragua	7 427	2 830	2 325	2 272	-	-	4 247	-
Costa Rica	21 672	585	19 633	755	699	-	1 477	1 419
Panamá	15 159	-	12 526	2 633	-	-	5 068	-

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA SIMULACION DE LA OPERACION INTEGRADA, 1991-1995

	Energía (GWh)					Importación	Consumo de combustible (miles de Bbl)	
	Demanda	Geo	Hidro	Bunker	Diesel		Bunker	Diesel
<u>Total</u>	<u>83 584</u>	<u>7 348</u>	<u>62 997</u>	<u>13 160</u>	<u>79</u>	-	<u>23 461</u>	<u>200</u>
Guatemala	14 602	228	9 162	4 703	78	431	7 772	198
El Salvador	13 529	3 705	8 110	1 752	1	-39	3 134	2
Honduras	11 195	-	11 050	674	-	-529	1 160	-
Nicaragua	7 427	2 830	2 325	2 220	-	52	4 162	-
Costa Rica	21 672	585	19 824	569	-	694	997	-
Panamá	15 159	-	12 526	3 242	-	-609	6 236	-

Conviene hacer notar que todos estos resultados corresponden al caso de hidrología media. De presentarse un año con hidrología crítica, Guatemala, El Salvador y Honduras no podrían cubrir su demanda nacional en la mayoría de los años del decenio, mientras que los otros países tendrían que recurrir a sus centrales térmicas de más alto costo de producción. A nivel regional, la reserva de energía en año hidrológico crítico es siempre positiva, pero el hecho de que los países deficitarios se encuentren todos agrupados al norte, combinado con la debilidad de la red de transmisión, limitaría el apoyo que los países del sur podrían aportar para evitar racionamientos.

Los resultados obtenidos en la simulación son probablemente válidos en lo que respecta a la naturaleza y sentido de los intercambios posibles, pero más bien ideales en relación con los volúmenes de energía intercambiada.

Algunos factores que seguramente incidirán para limitar los intercambios son:

i) La posibilidad de que los convenios de integración económica vigentes obstaculicen el pago en dólares por los suministros de energía, frente a la necesidad del exportador de cubrir con divisas los insumos que se precisan para producir esa energía: combustible y partes de repuesto;

ii) El hecho de que las empresas eléctricas necesitan obtener autorización de sus gobiernos y bancos centrales para comprar repuestos, y que tal autorización es difícil de obtener y requiere de un trámite muy largo. Esto puede desalentar a los responsables de la operación de usar sus centrales térmicas para exportar energía, ante el riesgo de que éstas no se encuentren disponibles más tarde cuando se requieran para satisfacer la demanda interna;

iii) El estado poco satisfactorio de muchos equipos para generación térmica. Si bien los valores calculados de energía producida para exportación en centrales térmicas están dentro de las capacidades de producción reportadas, es dudoso que algunas de ellas puedan mantener el ritmo de trabajo requerido, y

iv) Las limitaciones de transmisión que se originan por la debilidad de la red.

c) Requerimientos de hidrocarburos para producir electricidad

Los requerimientos totales de bunker para el período 1991-1995 serían del orden de los 23 millones de barriles, con escasa diferencia entre la

operación aislada y la operación integrada. Esto último se debe a que la mayoría de los excedentes hidro disponibles al inicio y al final del quinquenio se utilizarían en la operación integrada para sustituir generación bunker, mientras que a mediados del período la producción bunker se incrementaría para sustituir generación diesel.

Para el combustible diesel, en cambio, se observa una fuerte diferencia entre la operación aislada y la operación integrada, ya que los requerimientos totales disminuirían de casi 3 millones de barriles a sólo 200,000. (Véase el cuadro 6.)

d) Metodología

La simulación de la operación utilizada para determinar las transferencias de energía y los consumos de combustible se realizó en dos etapas:

i) Un despacho estacional por país en el caso de operación aislada. Este cálculo permitió detectar la generación térmica que se requeriría de no existir la posibilidad de intercambios, y evaluar los volúmenes de energía importada, necesarios para eliminar esa generación, y

ii) Un despacho para un período de una semana en el caso de operación integrada, con cálculo de valores hora a hora. Se usaron las demandas horarias registradas en los seis sistemas durante 1987, y se multiplicaron en cada caso por el factor que se deduce de las respectivas proyecciones de crecimiento de la demanda; se seleccionó cada vez la semana más cercana, en términos de energía, a la situación promedio para la estación considerada. Este cálculo permitió identificar las transferencias entre países correspondientes a la operación de más bajo costo para la región, así como el origen (plantas generadoras) de la energía exportada y las centrales que serían desplazadas por la importación. A partir de esa información se pudieron estimar, entre otros elementos, las economías de combustible.

En todos los casos se supuso generación promedio en las centrales hidroeléctricas y, en aquéllas en que se consideró factible, la energía disponible en las centrales de regulación se distribuyó entre las estaciones seca y lluviosa procurando lograr un requerimiento de potencia térmica en la base lo más uniforme posible a lo largo del año. La estación lluviosa se definió como el período junio-noviembre. La entrada de nuevas centrales se programó para el principio de año más próximo a la fecha propuesta en el

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: REQUERIMIENTOS DE HIDROCARBUROS PARA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD

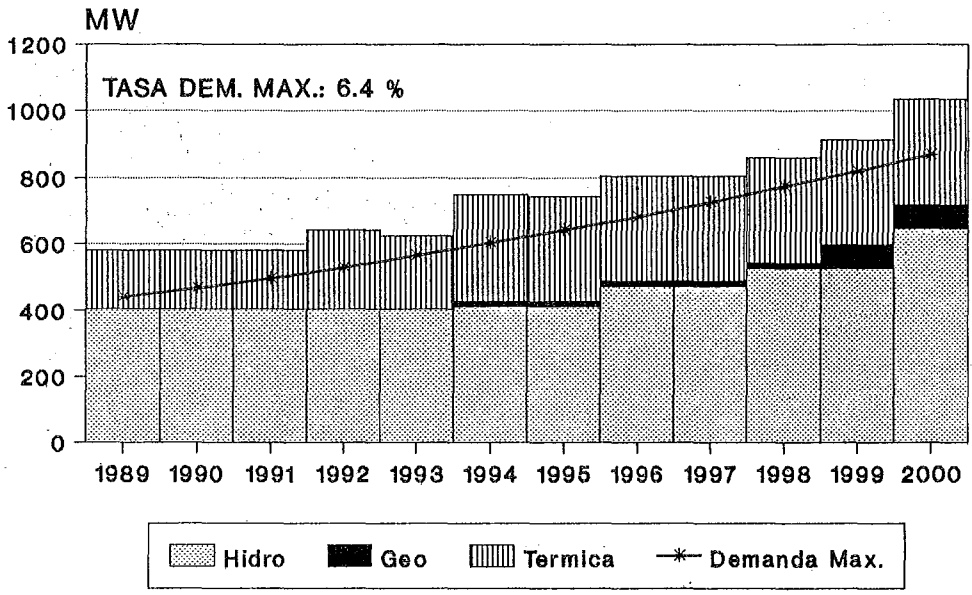
(Miles de barriles)

	<u>Total</u>		<u>Guatemala</u>		<u>El Salvador</u>		<u>Honduras</u>		<u>Nicaragua</u>		<u>Costa Rica</u>		<u>Panamá</u>	
	<u>Operación</u>		<u>Operación</u>		<u>Operación</u>		<u>Operación</u>		<u>Operación</u>		<u>Operación</u>		<u>Operación</u>	
	<u>Aislada</u>	<u>Integrada</u>	<u>Aislada</u>	<u>Integrada</u>	<u>Aislada</u>	<u>Integrada</u>	<u>Aislada</u>	<u>Integrada</u>	<u>Aislada</u>	<u>Integrada</u>	<u>Aislada</u>	<u>Integrada</u>	<u>Aislada</u>	<u>Integrada</u>
<u>Total</u>														
Bunker	22 038	23 461	7 772	7 772	2 939	3 134	535	1 160	4 247	4 162	1 477	997	5 068	6 236
Diesel	2 915	200	1 316	198	180	2	-	-	-	-	1 419	-	-	-
<u>1991</u>														
Bunker	3 191	3 018	1 042	1 042	425	534	-	-	804	522	90	90	830	830
Diesel	200	51	200	51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>1992</u>														
Bunker	4 275	4 285	1 412	1 142	615	628	-	-	853	1 010	426	266	969	969
Diesel	228	136	153	136	-	-	-	-	-	-	75	-	-	-
<u>1993</u>														
Bunker	4 556	5 337	1 558	1 558	506	579	97	330	781	919	426	266	1 188	1 685
Diesel	998	2	450	2	-	-	-	-	-	-	548	-	-	-
<u>1994</u>														
Bunker	4 558	5 646	1 592	1 592	673	673	149	465	808	870	426	266	910	1 780
Diesel	1 357	3	507	3	54	-	-	-	-	-	796	-	-	-
<u>1995</u>														
Bunker	5 458	5 175	2 168	2 168	720	720	289	365	1 001	841	109	109	1 171	972
Diesel	132	8	6	6	126	2	-	-	-	-	-	-	-	-

correspondiente plan de expansión. Se exceptuó de esa regla a la central Miravalles II en Costa Rica, en vista de que su puesta en servicio produciría excedentes exportables en el segundo semestre de 1995.

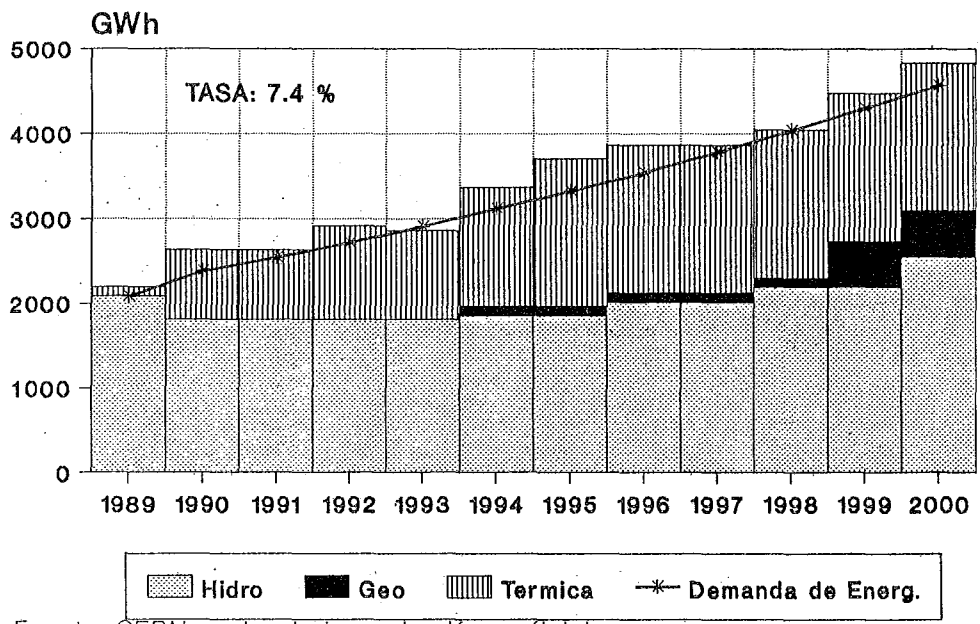
Para determinar la viabilidad de las transferencias internacionales de energía de origen térmico, se tomaron en cuenta los costos ocasionados por las pérdidas de transmisión y los cargos por peaje o porteo.

Gráfico 26
**GUATEMALA: EVOLUCION FUTURA
 DE LA CAPACIDAD EFECTIVA Y DEMANDA MAX.**



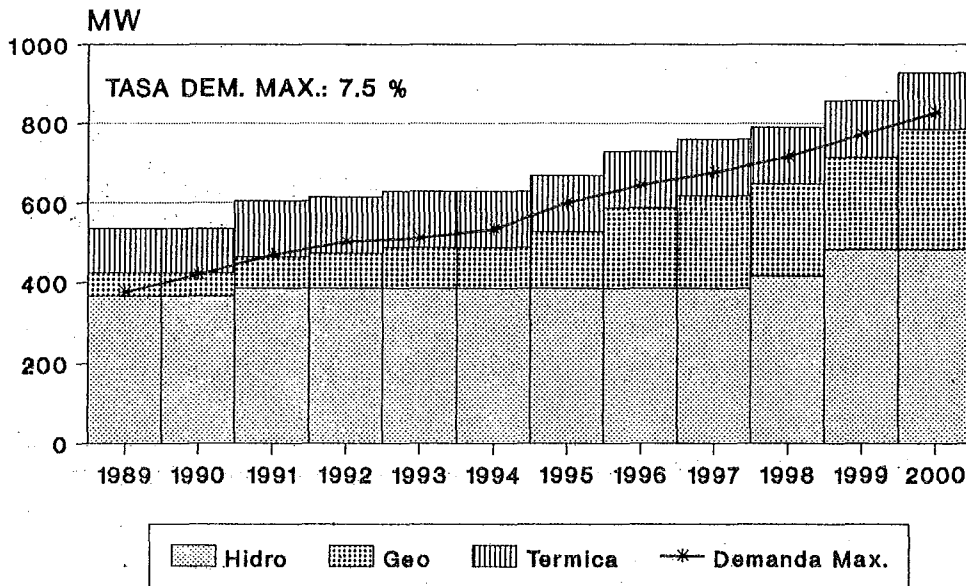
Fuente: CEPAL, en base a cifras oficiales
 Nota: Datos reales para 1989

Gráfico 27
**GUATEMALA: EVOLUCION FUTURA DE LA
 ENERGIA GENERABLE Y DEMANDA DE ENERGIA**



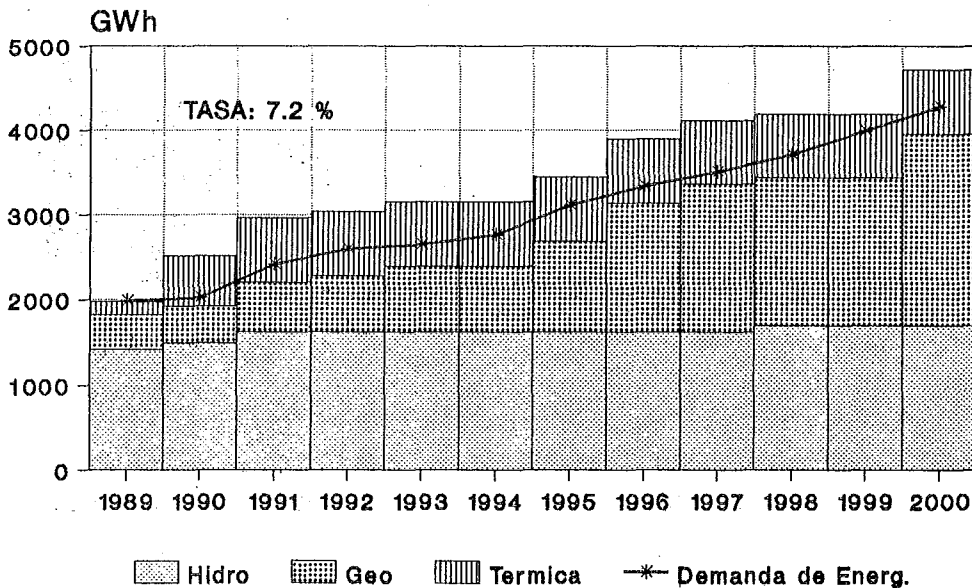
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 28
EL SALVADOR: EVOLUCION FUTURA DE LA CAPACIDAD EFECTIVA Y DEMANDA MAX.



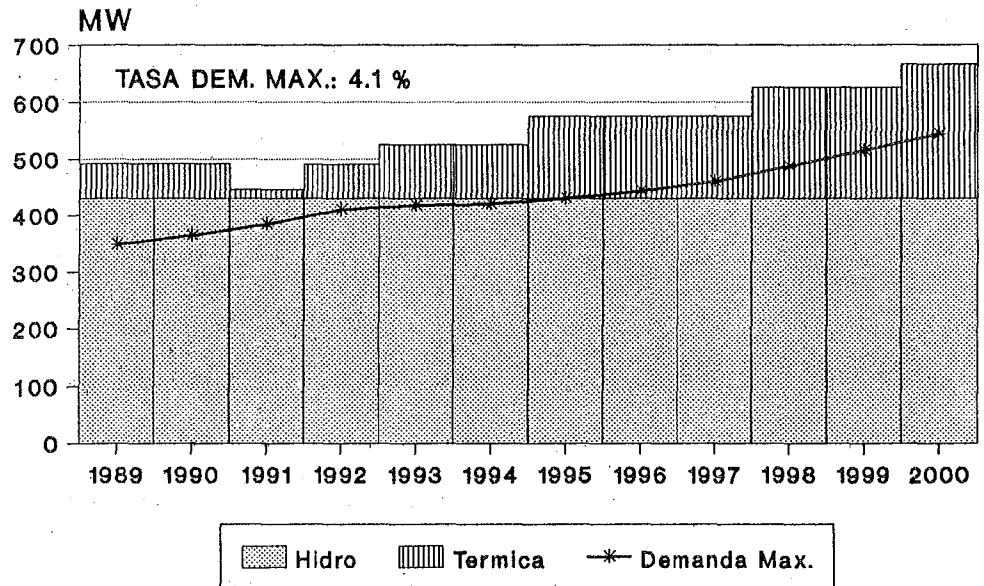
Fuente: CEPAL, en base a cifras oficiales
 Nota: Datos reales para 1989

Gráfico 29
EL SALVADOR: EVOLUCION FUTURA DE LA ENERGIA GENERABLE Y DEMANDA DE ENERGIA



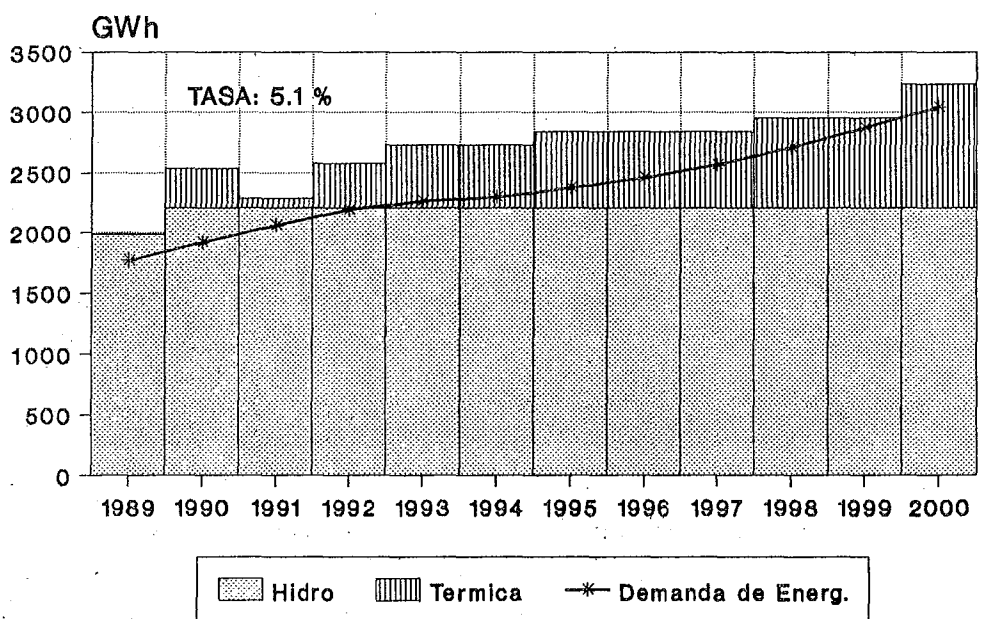
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
 Nota: no se consideró el mejor aprovechamiento en la generación hidro por reducción en los derrames, al aumentar la demanda o por la interconexión CEL-ENEE en 1992.

Gráfico 30
HONDURAS: EVOLUCION FUTURA DE LA CAPACIDAD EFECTIVA Y DEMANDA MAX.



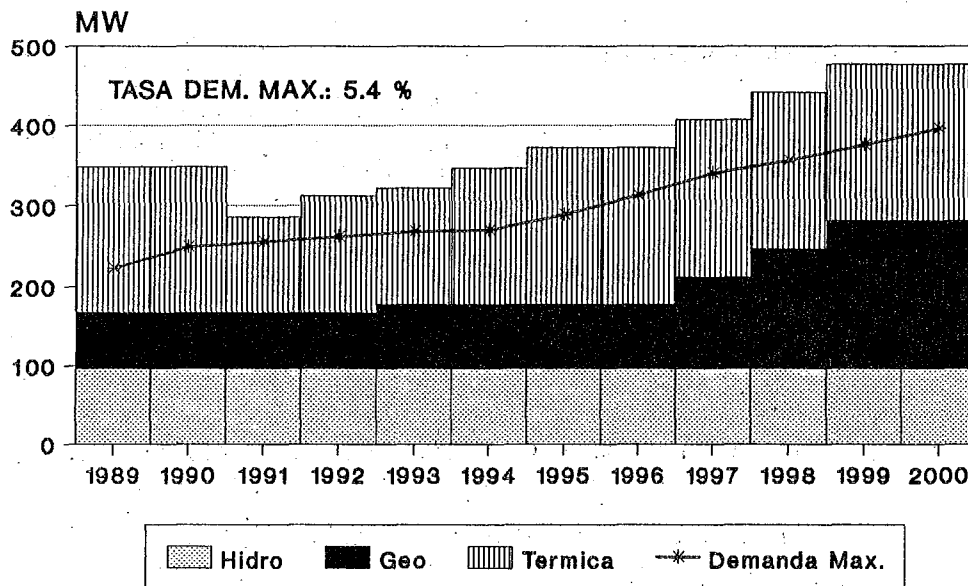
Fuente: CEPAL, en base a cifras oficiales
 Nota: Datos reales para 1989

Gráfico 31
HONDURAS: EVOLUCION FUTURA DE LA ENERGIA GENERABLE Y DEMANDA DE ENERGIA



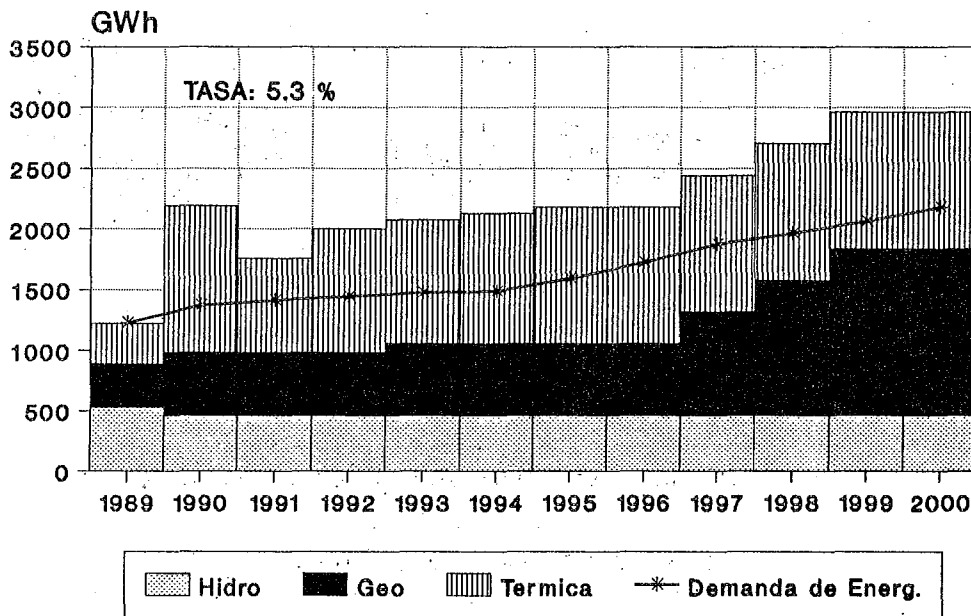
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 32
NICARAGUA: EVOLUCION FUTURA DE LA CAPACIDAD EFECTIVA Y DEMANDA MAX.



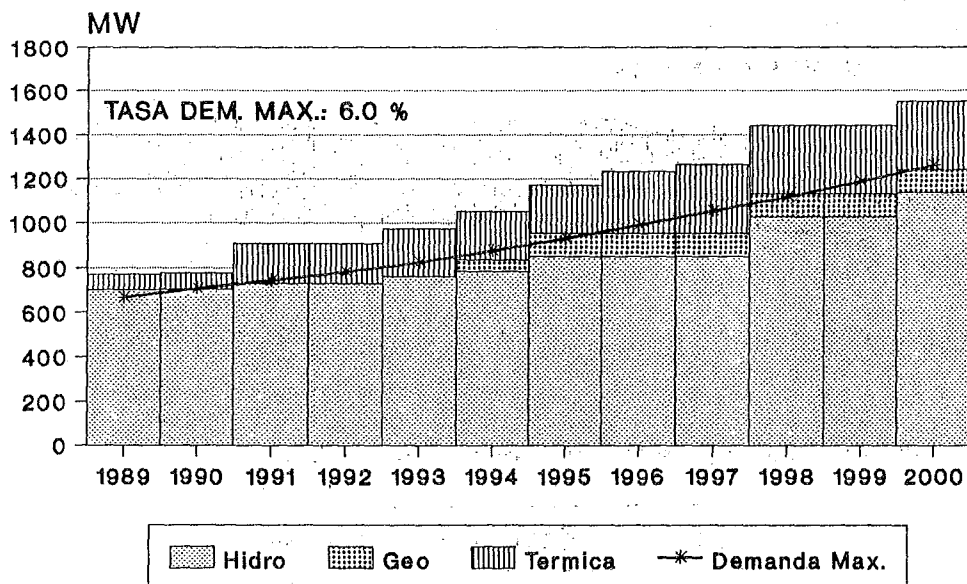
Fuente: CEPAL, en base a cifras oficiales
 Nota: Datos reales para 1989

Gráfico 33
NICARAGUA: EVOLUCION FUTURA DE LA ENERGIA GENERABLE Y DEMANDA DE ENERGIA



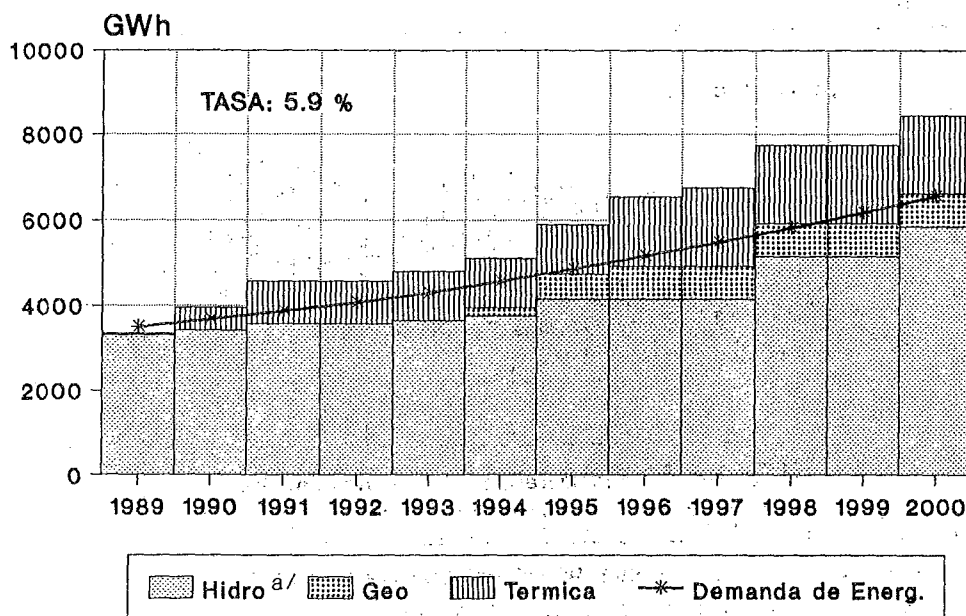
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 34
**COSTA RICA: EVOLUCION FUTURA
 DE LA CAPACIDAD EFECTIVA Y DEMANDA MAX.**



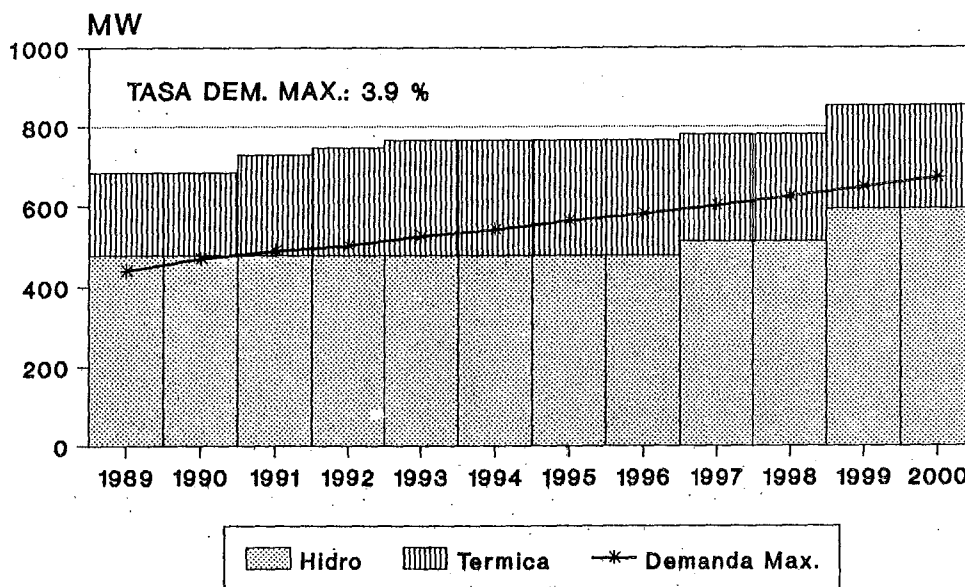
Fuente: CEPAL, en base a cifras oficiales
 Nota: Datos reales para 1989

Gráfico 35
**COSTA RICA: EVOLUCION FUTURA DE LA
 ENERGIA GENERABLE Y DEMANDA DE ENERGIA**



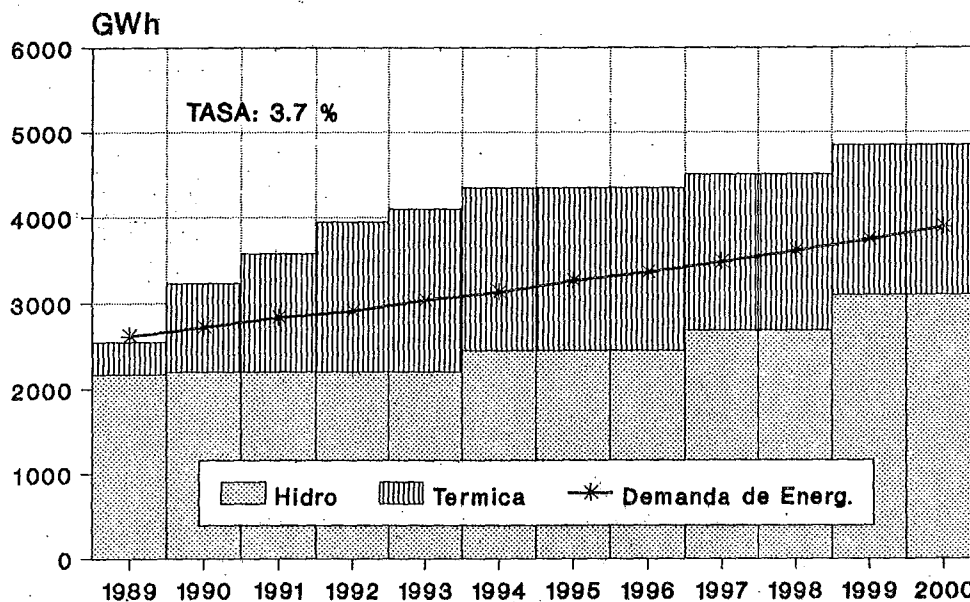
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
 a/ Estimación de CEPAL.

Gráfico 36
**PANAMA: EVOLUCION FUTURA
 DE LA CAPACIDAD EFECTIVA Y DEMANDA MAX.**



Fuente: CEPAL, en base a cifras oficiales
 Nota: Datos reales para 1989

Gráfico 37
**PANAMA: EVOLUCION FUTURA DE LA
 ENERGIA GENERABLE Y DEMANDA DE ENERGIA**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
 Nota: Panama tiene baja disponibilidad en Bahía Las Minas.

Gráfico 38
ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIA EFECTIVA
PARTICIPACION DE LAS DISTINTAS FUENTES

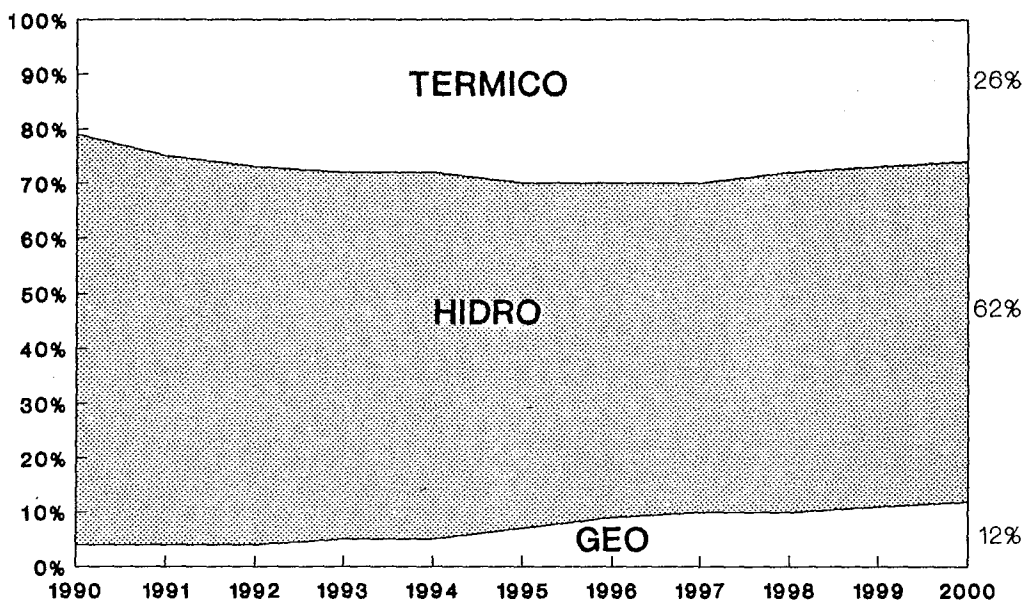
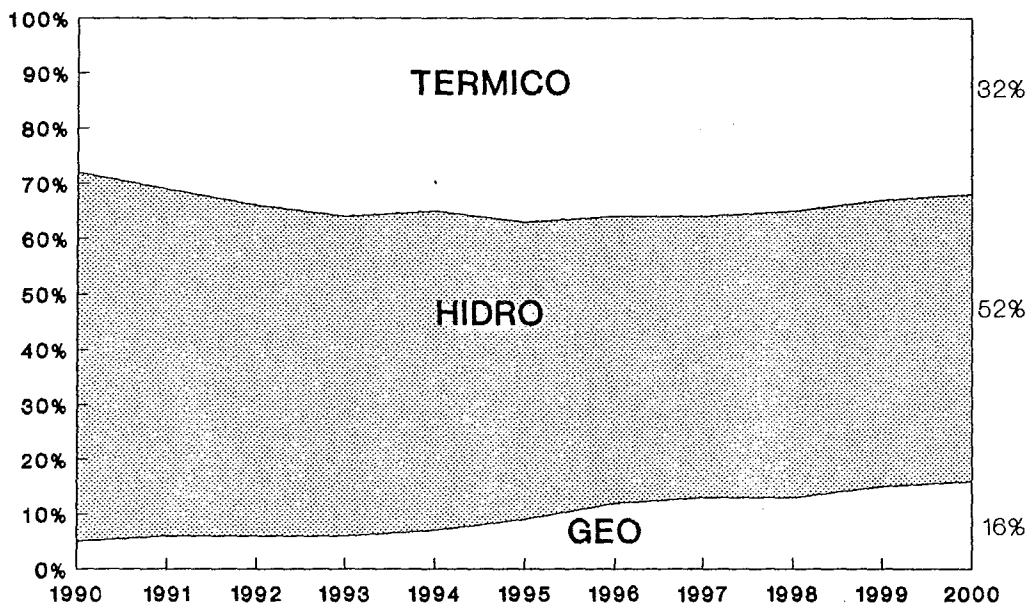
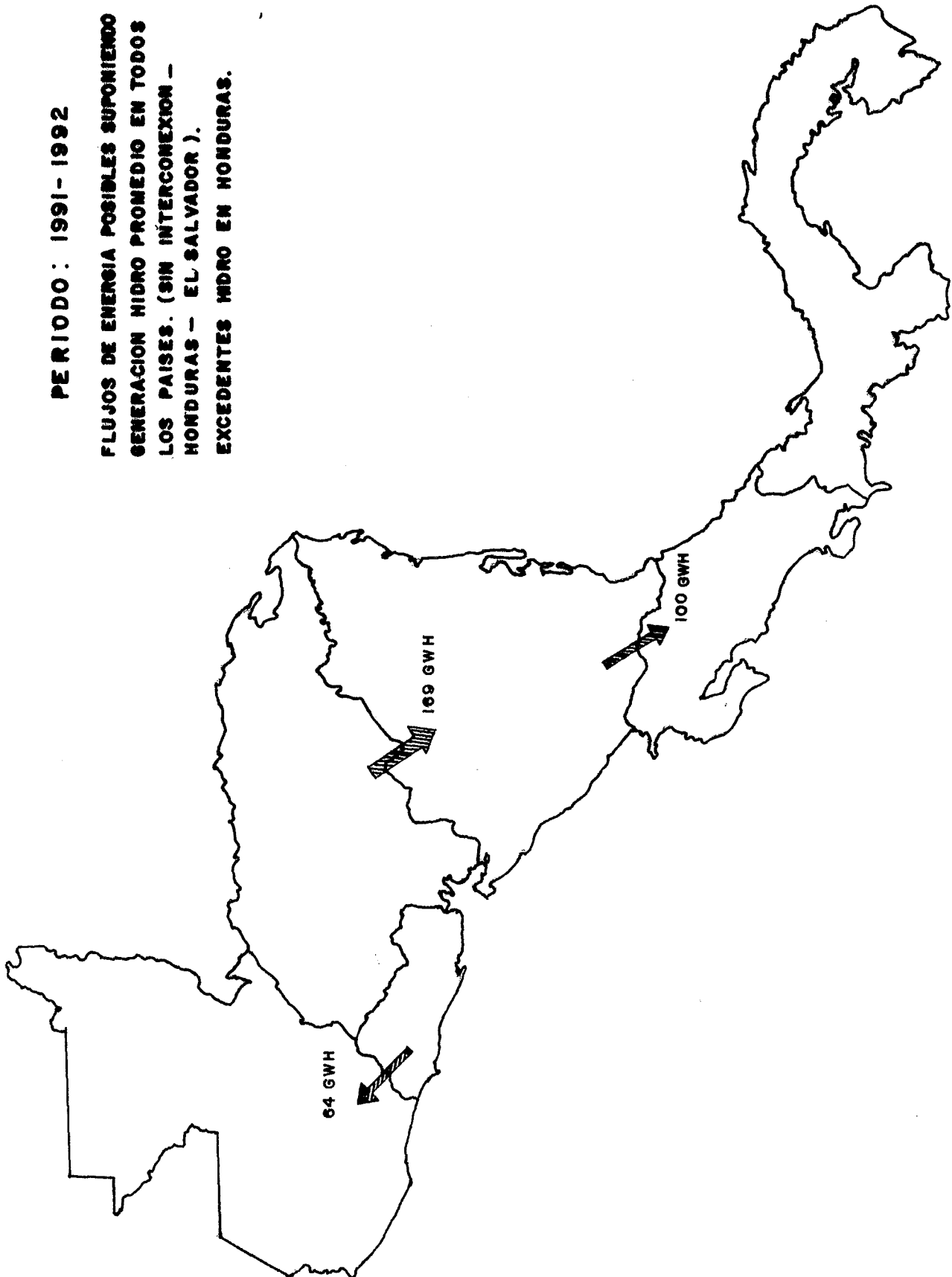
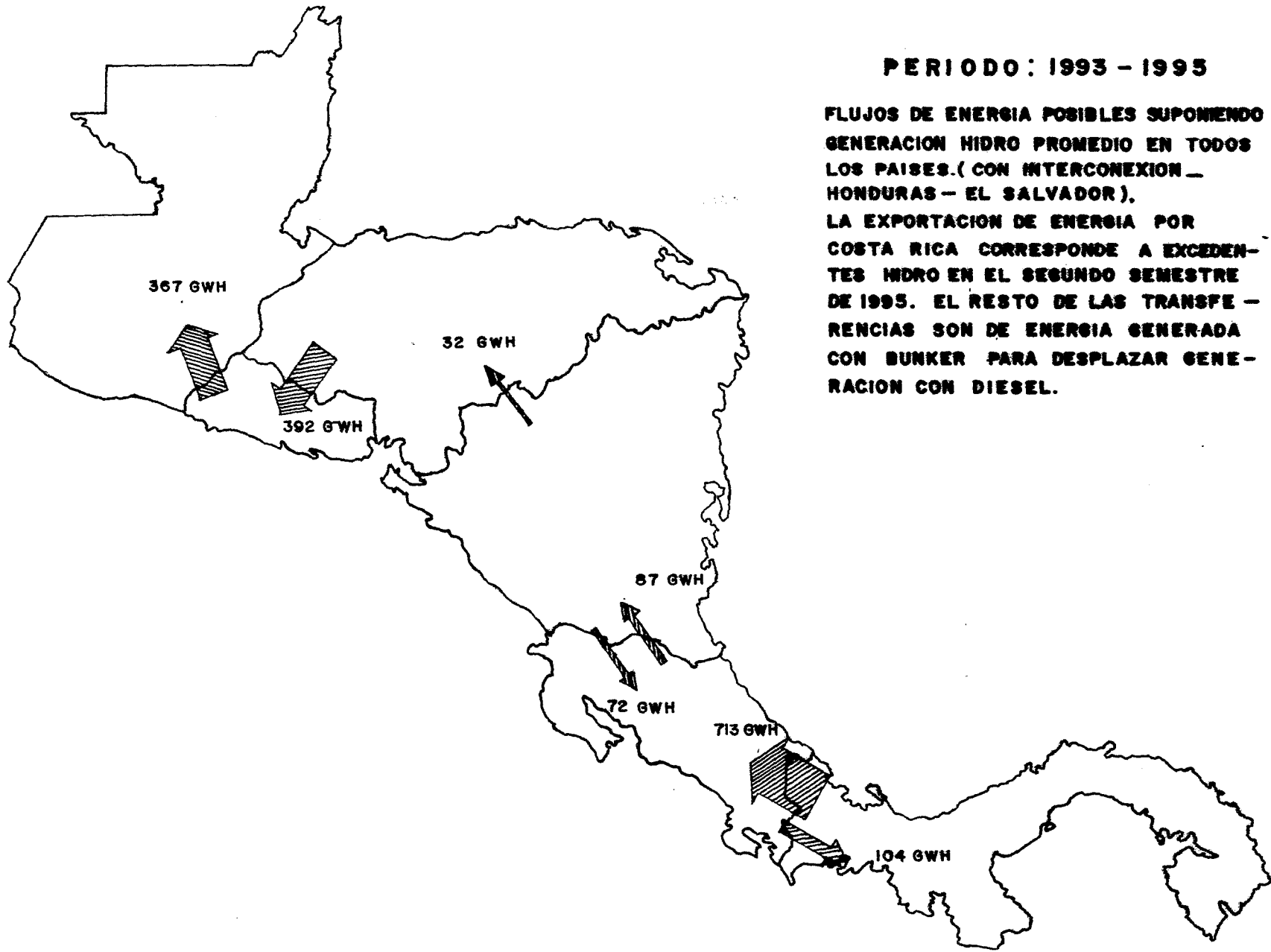


Gráfico 39
ISTMO CENTROAMERICANO: ENERGIA GENERABLE
PARTICIPACION DE LAS DISTINTAS FUENTES



PERIODO: 1991 - 1992
FLUJOS DE ENERGIA POSIBLES SUPONIENDO
GENERACION HIDRO PROMEDIO EN TODOS
LOS PAISES. (SIN INTERCONEXION -
HONDURAS - EL SALVADOR).
EXCEDENTES HIDRO EN HONDURAS.





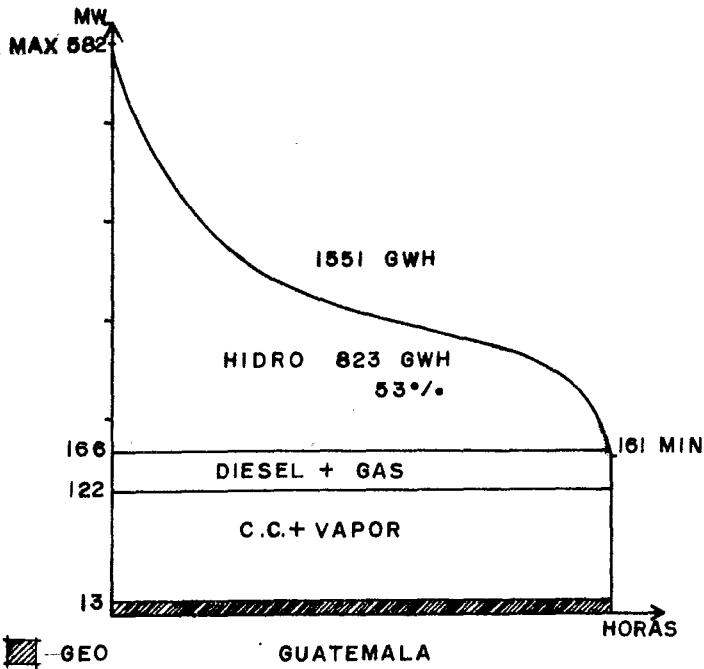
PERIODO: 1993 - 1995

FLUJOS DE ENERGIA POSIBLES SUPONIENDO GENERACION HIDRO PROMEDIO EN TODOS LOS PAISES. (CON INTERCONEXION - HONDURAS - EL SALVADOR). LA EXPORTACION DE ENERGIA POR COSTA RICA CORRESPONDE A EXCEDENTES HIDRO EN EL SEGUNDO SEMESTRE DE 1995. EL RESTO DE LAS TRANSFERENCIAS SON DE ENERGIA GENERADA CON BUNKER PARA DESPLAZAR GENERACION CON DIESEL.

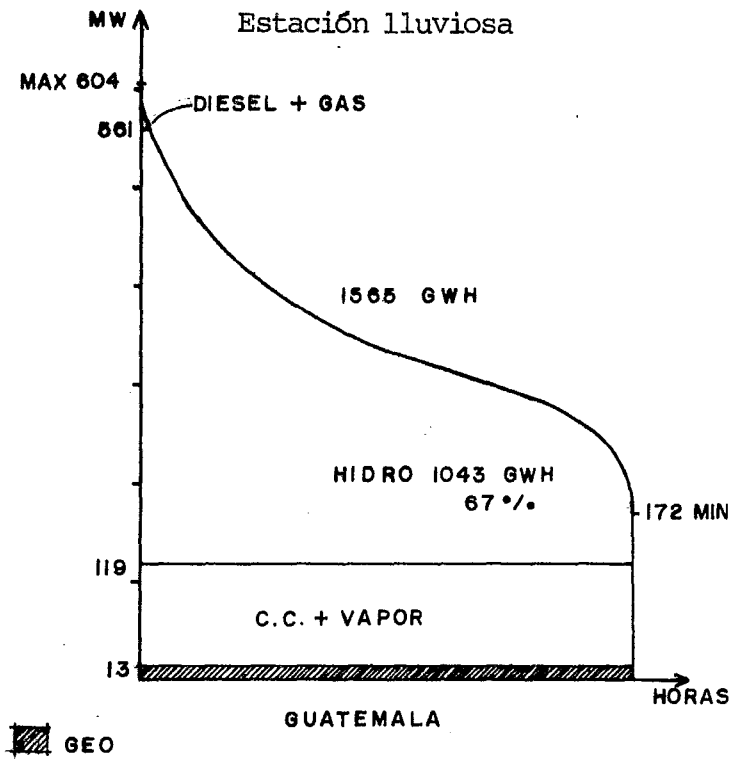
GRAFICO 42-A

RESULTADOS DE LA SIMULACION DE LA OPERACION AISLADA
AÑO 1994

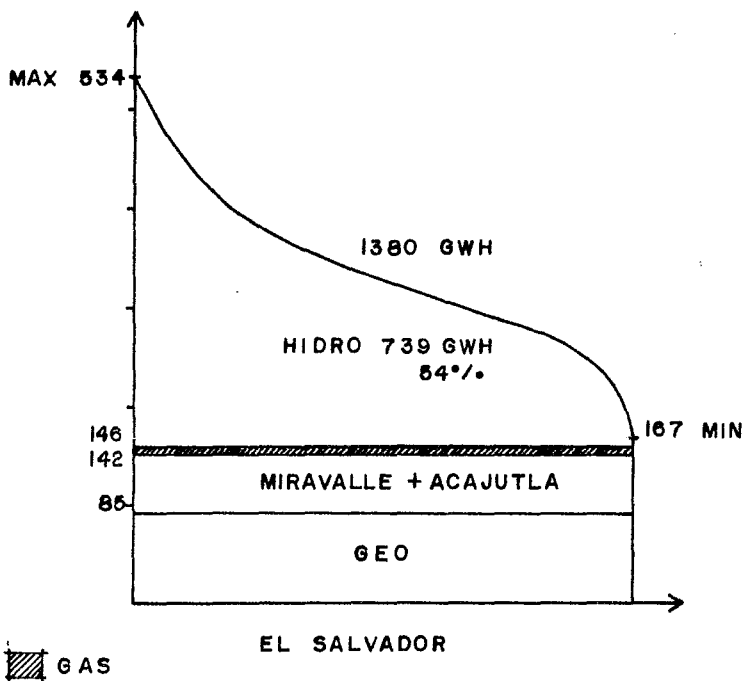
Estación seca



Estación lluviosa



Estación seca



Estación lluviosa

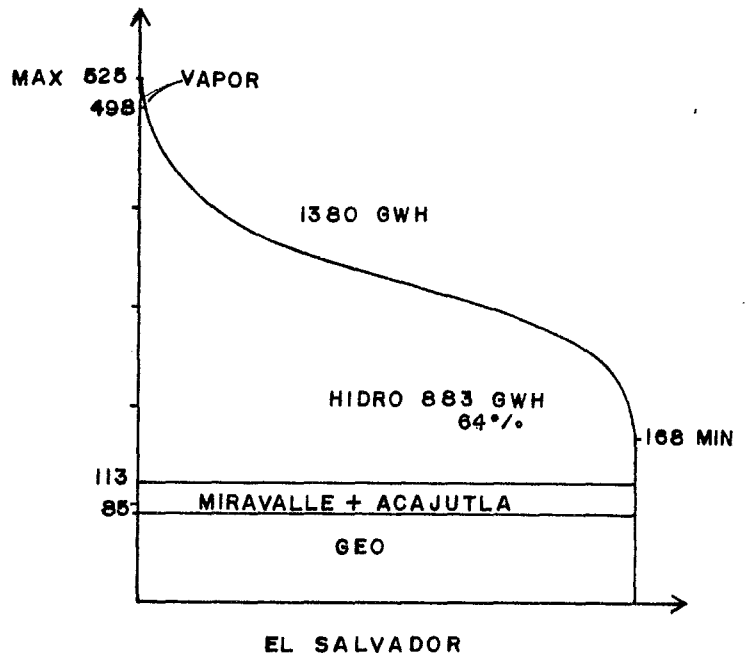
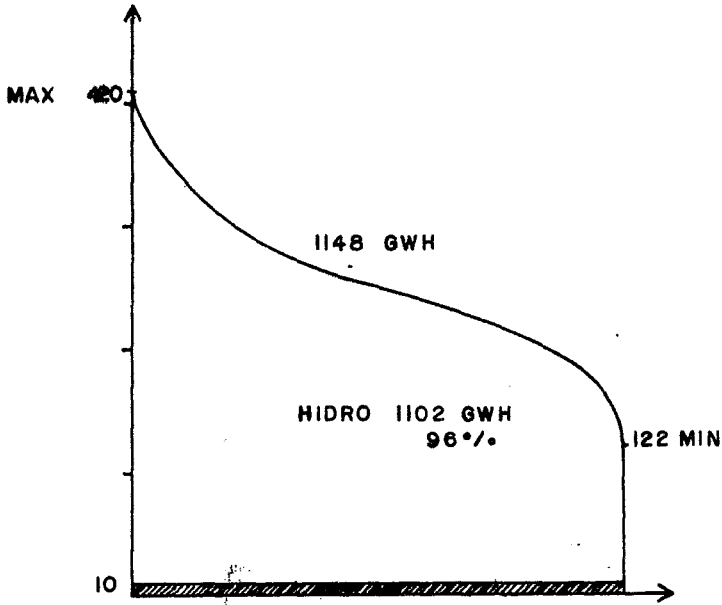


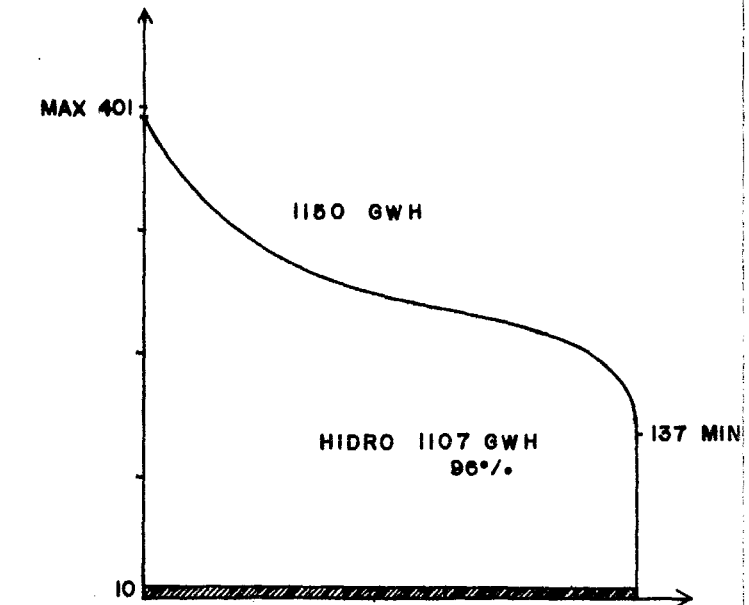
GRAFICO 42-B

RESULTADO DE LA SIMULACION DE LA OPERACION AISLADA
AÑO 1994

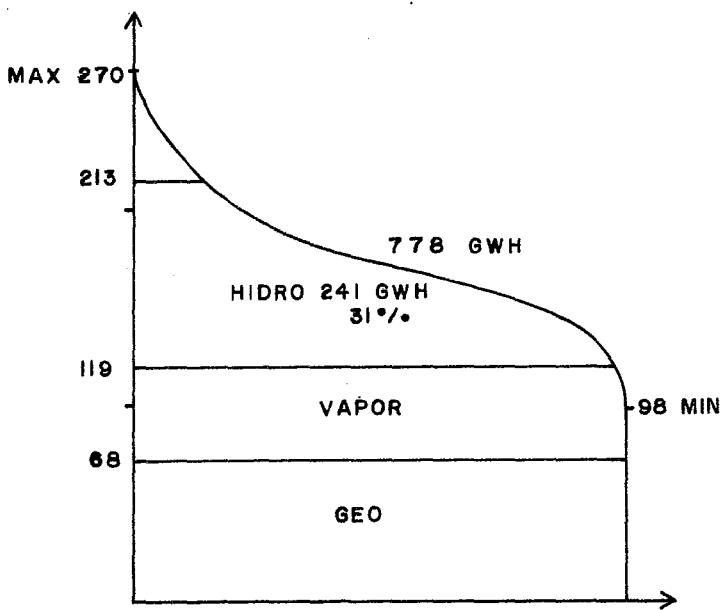
Estación seca



Estación lluviosa



Estación seca



Estación lluviosa

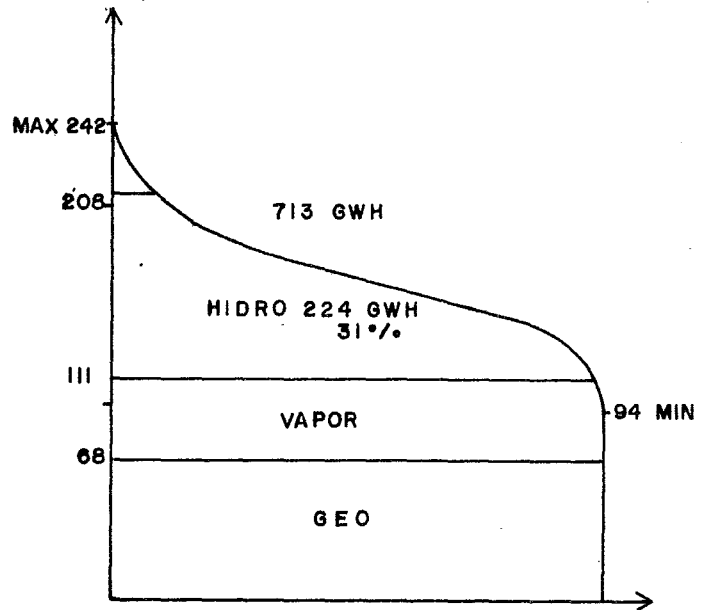
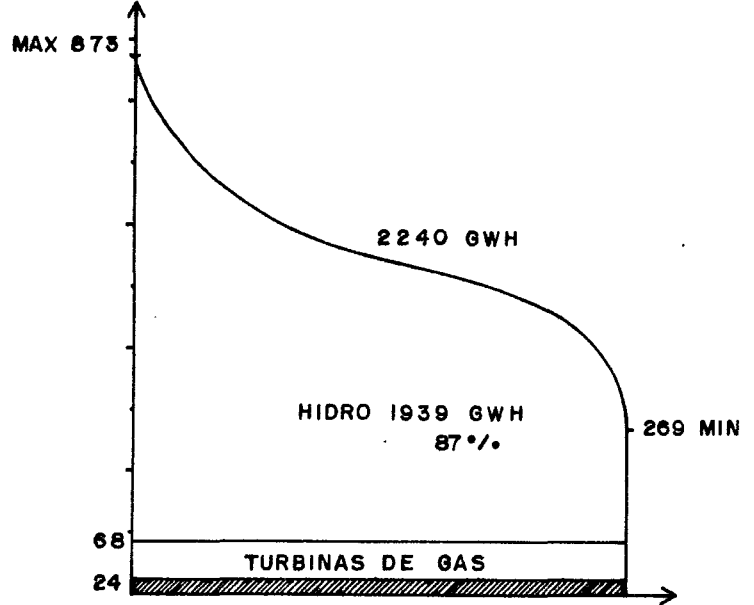
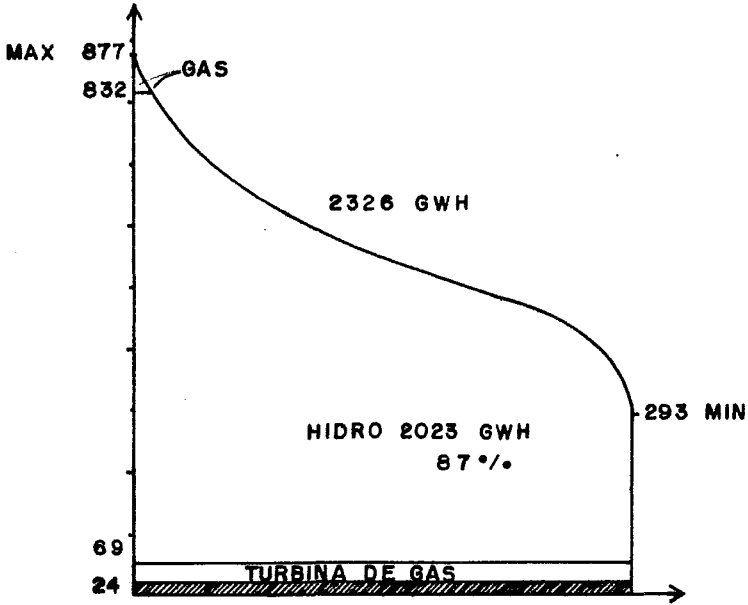


GRAFICO 42-C

RESULTADO DE LA SIMULACION DE LA OPERACION AISLADA
AÑO 1994

Estación seca

Estación lluviosa



COSTA RICA

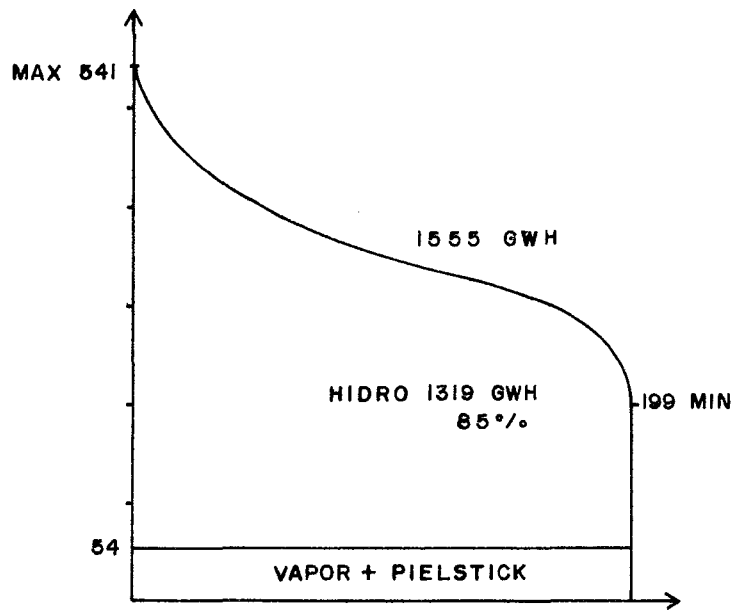
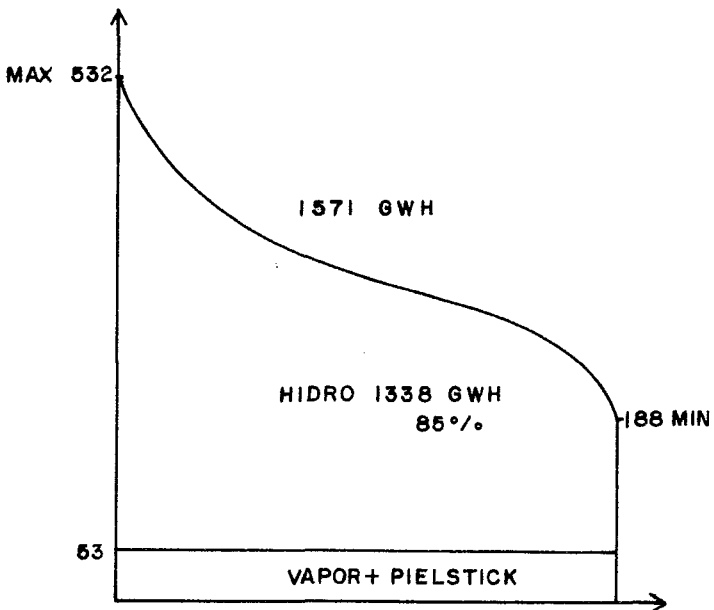
COSTA RICA

SAN ANTONIO VAPOR - COLIMA - MOIN

SAN ANTONIO VAPOR - COLIMA - MOIN

Estación seca

Estación lluviosa

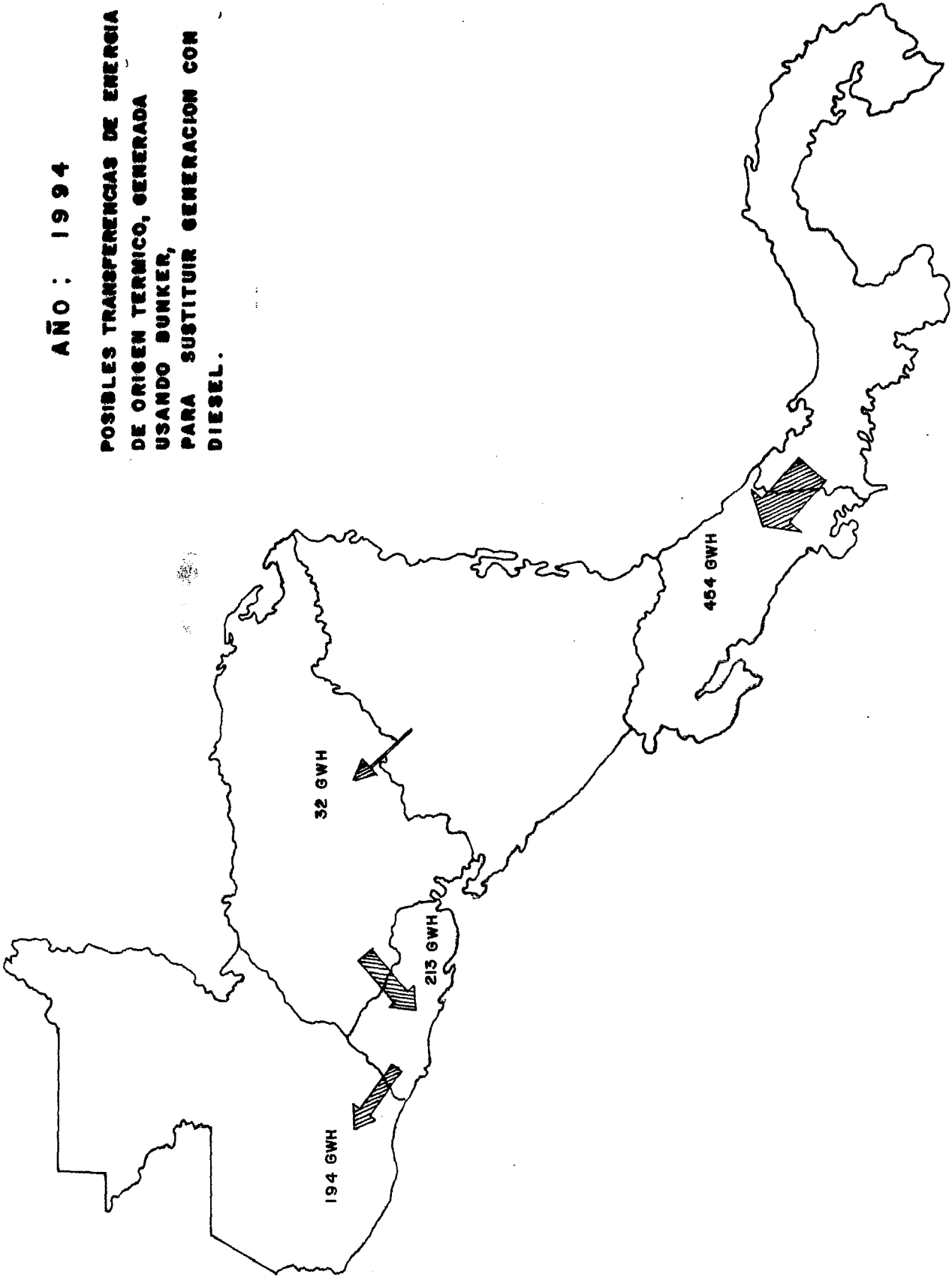


PANAMA

PANAMA

GRAFICO 43

AÑO : 1994
POSIBLES TRANSFERENCIAS DE ENERGIA
DE ORIGEN TERMICO, GENERADA
USANDO BUNKER,
PARA SUSTITUIR GENERACION CON
DIESEL.



F. EVALUACION DE LA CAPACIDAD DE LA RED DE TRANSMISION

La red troncal de transmisión que se observa en el diagrama unifilar geográfico del anexo 1 está integrada por líneas de 115, 138 y 230 kV, y corresponde a la situación actual de las redes del Istmo. En el mismo diagrama se indica también la línea de interconexión entre Honduras y El Salvador, prevista para entrar en servicio en 1992.

Todas las redes nacionales se caracterizan por ser poco malladas, lo cual las hace débiles. En virtud del objetivo común de los seis países de evitar la dependencia de los hidrocarburos para producir energía eléctrica, los costos de inversión en las redes eléctricas resultan, en términos relativos, muy elevados. Por esta razón, debe reducirse el número de proyectos de transmisión a lo estrictamente necesario para aprovechar plenamente, en condiciones normales o sin falla, la potencia y la energía de los proyectos de generación. De esta manera, no se seguirían criterios estrictos de confiabilidad, como por ejemplo el de no afectar carga ante la pérdida repentina de cualquier elemento sencillo, ya sea generador, línea de transmisión o transformador.

Se considera normal, aun cuando no deseable, que los sistemas eléctricos de países en vías de desarrollo estén débilmente interconectados, es decir, que cuenten con pocas trayectorias en paralelo (en la mayoría de los casos, una o dos). Debido a ello, cuando falta un elemento, las características del sistema eléctrico cambian sustancialmente.

El hecho de estar débilmente interconectados los sistemas eléctricos del Istmo se refleja en niveles de corto circuito muy bajos (de 500 a 3,000 MVA) para la mayoría de los nodos principales, comparados con los niveles de 10 a 15 GVA en el caso de redes eléctricas malladas o robustas para igual tensión (230 kV). Esta circunstancia provoca a su vez problemas para controlar el voltaje, como las sobretensiones que se presentan durante condiciones de carga liviana y los bajos voltajes en carga alta. Asimismo, son propensos a inestabilidad dinámica, es decir, a oscilaciones espontáneas --que ya se han registrado en la operación interconectada de Honduras-Nicaragua-Costa Rica-- y a inestabilidad transitoria ante contingencia sencilla para ciertas condiciones de operación. Los fenómenos anteriores conducen a que los límites de transmisión de potencia (cargabilidad), por una red o línea de transmisión determinada, no se definan por la capacidad térmica de los conductores, sino por la regulación del voltaje o la estabilidad transitoria

o dinámica, y que dicho límite cambie en función de las condiciones operativas que prevalezcan.

Las dificultades técnicas descritas se incrementan al interconectar débilmente sistemas eléctricos ya de por sí endebles, como es el caso del Istmo Centroamericano (véase de nuevo el diagrama unifilar del anexo 1). A manera de ejemplo, adviértase que aun cuando la línea de interconexión Costa Rica-Panamá, que va de la subestación Río Claro de Costa Rica a la subestación Progreso de Panamá, tiene sólo 42 km de longitud; en realidad, desde un punto de vista técnico, la interconexión entre esos países consiste de una línea sencilla de 262 km que cubre desde la subestación Río Macho de Costa Rica hasta la subestación Mata de Nance de Panamá, por ser éstas las subestaciones más próximas que cuentan con soporte de voltaje. A pesar de la mayor complejidad técnica que resulta de interconectar sistemas eléctricos débiles, las empresas de electrificación del Istmo están convencidas de los beneficios técnico-económicos que se obtienen de la integración eléctrica y, por ello, han fomentado decididamente las interconexiones eléctricas en el Istmo.

Como se describió en la sección E anterior, los posibles intercambios de energía entre países provendrán fundamentalmente de desplazar generación térmica de mayor costo por térmica, que resulta más barata. Los montos serán reducidos considerando el plan de expansión y las estimaciones de demanda vigentes. Se estima que no será necesario movilizar por este motivo flujos de potencia superiores a 100 MW. Sólo por fallas extraordinarias y apoyos en emergencias entre países podrían ocurrir flujos superiores a esa cifra.

Los diversos estudios puntuales realizados por los profesionales de las empresas eléctricas con el apoyo de la C.F.E. y de la CEPAL, así como las actividades del PARSEICA, han permitido disponer de una base de datos eléctricos suficientemente depurada y confiable. Con base en esta información, se simuló transferencia de potencia en condiciones de carga media de 1994 --por considerar que serían las condiciones más factibles--, utilizando los resultados de las simulaciones del planeamiento operativo, descritas en la sección anterior. Se confirmaron los resultados obtenidos en los estudios puntuales anteriores: la red de interconexión regional es sumamente débil; se registran severos abatimientos de voltaje en las zonas de carga concentradas, tales como la zona metropolitana de Costa Rica y El Salvador; incluso, en este último país se observaron dificultades para

lograr transferencias de montos significativos a través de su red, especialmente cuando el flujo circula de Guatemala hacia el sur a través de El Salvador. También se observó falta de soporte de voltaje en la interconexión Honduras-Nicaragua, al intentar transmitir potencia del norte de Honduras hacia Costa Rica a través de la red de Nicaragua. Para este caso, resulta imprescindible el soporte de voltaje de la central termoeléctrica Nicaragua; ello coincide con el criterio económico del intercambio.

Una característica distintiva de la red de interconexión es que, por su longitud, las pérdidas se incrementan de manera exponencial al pretender hacer transferencias entre países no limitrofes.

En sistemas eléctricos longitudinales como los de América Central, resulta muy recomendable utilizar esquemas de compensación reactiva, capacitores serie, capacitores paralelo, reactores paralelo y compensadores estáticos de VARS (CEVs). Con estos esquemas se mejoraría la regulación del voltaje y se podría incrementar la capacidad de transmisión, lo que permitiría diferir inversiones en líneas de transmisión nuevas e incluso, en algunos casos, evitar su construcción. Actualmente, la aplicación de estos esquemas de compensación es reducida en el Istmo Centroamericano, ya que sólo existen reactores en líneas de transmisión y en terciarios de autotransformadores, así como bancos de capacitores en derivación a nivel de distribución, si bien se cuenta con varios estudios para la adquisición y puesta en servicio de esta clase de capacitores, a nivel de subtransmisión. Se estima que con refuerzos de este tipo y algunos circuitos de 230 kV adicionales se robustecería la red de interconexión regional y se podría aprovechar más integralmente la infraestructura eléctrica existente.

Como conclusión de estos estudios preliminares se puede afirmar que, con base en los montos reducidos de potencia que podrían transferirse entre países, no se vislumbra en el decenio actual la necesidad de una red de tensión superior a 230 kV. Sin embargo, se considera altamente recomendable reforzar la red existente completando los tramos faltantes de 230 kV (a través de El Salvador y la zona metropolitana de Costa Rica), así como incorporando esquemas de compensación reactiva en diversos puntos. Los sistemas eléctricos de los seis países operarían así en forma sincronizada, lo que redundaría en mayores ahorros por intercambios y aumentaría la confiabilidad del suministro al disminuir los apagones. Para determinar el

alcance de estos refuerzos, convendría que los profesionales de las empresas eléctricas del Istmo elaboraran un estudio, con el apoyo financiero y técnico de algún organismo internacional.

Anexo I

ISTIMO CENTROAMERICANO: CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS
ELECTRICOS EXISTENTES

Cuadro AI-1

ISTMO CENTROAMERICANO: CARACTERISTICAS BASICAS DE LAS CENTRALES
HIDROELECTRICAS EXISTENTES, 1989

Proyectos hidroeléctricos	Tipo de regulación	Capacidad (MW)	Turbina	Generación en Gwh		Energía almacenable (Gwh)
				Año medio	Año seco	
<u>Costa Rica</u>		<u>679.6</u>		<u>3 452</u>	<u>3 231</u>	<u>1 637</u>
Cachí ^{a/}	Estacional	100.8	Francis	659	505	25
Río Macho ^{a/}	Filo de agua	120.0	Pelton	615	451	-
Ventanas-Garita	Filo de agua	127.4	Francis	704	506	-
Arenal ^{a/}	Interanual	157.4	Francis	669	803	783
Corobicí ^{a/}	Filo de agua	174.0	Francis	805	966	829
<u>El Salvador</u>		<u>388.0</u>		<u>1 492</u>	<u>1 042</u>	<u>220</u>
Guajoyo ^{a/}	Anual	15.0	Kaplan	64	34	40
Cerrón Grande ^{a/}	Anual	135.0	Francis	450	306	180
5 de Noviembre ^{a/}	Filo de agua	81.4	Francis	478	332	-
15 de Septiembre ^{a/}	Filo de agua	156.6	Kaplan	500	370	-
<u>Guatemala</u>		<u>463.0</u>		<u>1 746</u>	<u>1 378</u>	<u>500</u>
Chixoy	Anual	300.0	Pelton	1 318	1 048	450 ^{b/}
Aguacapa	Diaria	90.0	Pelton	238	168	-
Jurún Marinalá	Anual	60.0	Pelton	144	122	50
Esclavos	Filo de agua	13.0	Francis	46	40	-
<u>Honduras</u>		<u>423.0</u>		<u>2 209</u>	<u>1 414</u>	<u>2 209</u>
El Cajón	Interanual	292.0	Francis	1 400	956	1 607
Río Lindo ^{a/}	Diaria	80.0	Pelton	530	298	432
Cañaveral ^{a/}	Anual	28.5	Francis	208	118	170
Nispero	Diaria	22.5	Francis	71	42	-
<u>Nicaragua</u>		<u>100.0</u>		<u>450</u>	<u>300</u>	<u>317</u>
Centroamérica ^{a/}	Anual	50.0	Francis	240	160	180
Carlos Fonseca ^{a/}	Anual	50.0	Francis	210	140	137
<u>Panamá</u>		<u>540.0</u>		<u>2 357</u>	<u>1 804</u>	<u>562</u>
Estrella ^{a/}	Filo de agua	42.0	Francis	237	173	-
Los Valles ^{a/}	Filo de agua	48.0	Francis	273	215	-
Fortuna	Filo de agua	300.0	Pelton	1 242	1 071	-
Bayano	Anual	150.0	Francis	605	345	562

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

^{a/} Plantas en cascada.

^{b/} Cifra estimada.

Cuadro AI-2

GUATEMALA (INDE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1990

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón a/
<u>Total</u>			<u>792.9</u>	<u>631.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>486.4</u>	<u>425.6</u>		
Chixoy (5x60)	1	83	60.0	56.0		
	2	83	60.0	56.0		
	3	83	60.0	56.0		
	4	83	60.0	56.0		
	5	83	60.0	56.0		
Aguacapa (3x30)	1	82	30.0	30.0		
	2	82	30.0	30.0		
	3	82	30.0	-		
Jurún Marinalá (3x20)	1	69	20.0	20.0		
	2	69	20.0	20.0		
	3	69	20.0	20.0		
Esclavos (2x6.5)	1	66	6.5	6.5		
	2	66	6.5	6.5		
Menores			23.4	12.6		
<u>Térmicas (vapor)</u>			<u>119.0</u>	<u>82.0</u>		
Escuintla (1x33+1x53)	1	72	33.0	-	Bunker	12.4
	2	77	53.0	50.0	Bunker	12.4
Laguna (2x3.5+2x13)	1	48	3.5	3.5	Bunker	11.5
	2	50	3.5	3.5	Bunker	11.5
	3	59	13.0	12.5	Bunker	17.2
	4	61	13.0	12.5	Bunker	17.2
<u>Turbinas y combustión interna</u>			<u>187.5</u>	<u>123.0</u>		
Escuintla (2x25+1x32)	3	76	25.0	23.0	Diesel	9.1
	4	76	25.0	23.0	Diesel	9.1
	5	85	32.0	-	Diesel	9.1
Laguna (1x12.5+2x23.5+1x33)	1	64	12.5	10.0	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	33.0	30.0	Diesel	9.1
Menores		-	13.0	5.0	Diesel	10.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

Cuadro A1-3

HONDURAS (ENEE); CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1990

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón ^{a/}
<u>Total</u>			<u>544.6</u>	<u>492.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>423.0</u>	<u>431.0</u>		
Cajón (4x73)	1	85	73.0	75.0		
	2	85	73.0	75.0		
	3	85	73.0	75.0		
	4	85	73.0	75.0		
Cañaveral (2x14.25)	1	64	14.25	14.25		
	2	64	14.25	14.25		
Río Lindo (4x20)	1	71	20.0	20.0		
	2	71	20.0	20.0		
	3	71	20.0	20.0		
	3	71	20.0	20.0		
Nispero (1x22.5)	1	82	22.5	22.5		
<u>Térmica</u>			<u>86.8</u>	<u>61.0</u>		
Ceiba (4x6.65)	1	74	6.7	15.0	Bunker	13.3
	2	74	6.7		Bunker	13.3
	3	74	6.7		Bunker	13.3
	4	74	6.7		Bunker	13.3
Térmica Alsthom (4x7.5)	1	80	7.5	23.0	Bunker	13.8
	2	80	7.5		Bunker	13.8
	3	80	7.5		Bunker	13.8
	4	80	7.5		Bunker	13.8
Térmica Sulzer (4x7.5)	1	84	7.5	23.0	Bunker	13.8
	2	84	7.5		Bunker	13.8
	3	84	7.5		Bunker	13.8
	4	84	7.5		Bunker	13.8
<u>Gas</u>			<u>15.0</u>	-		
La Puerta (1x15)	1	70	15.0	-	Diesel	8.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

^{a/} Cifras estimada por la CEPAL.

Cuadro AI-4

EL SALVADOR (CEL): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELÉCTRICA NACIONAL, 1990

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
<u>Total</u>			<u>650.4</u>	<u>534.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>388.0</u>	<u>366.0</u>		
Guajoyo (1x15)	1	63	15.0	15		
Cerrón Grande (2x67.5)	1	76	67.5	135		
	2	77	67.5			
5 de Noviembre (4x15+1x21.4)	1	54	15.0	59		
	2	54	15.0			
	3	57	15.0			
	4	61	15.0			
	5	66	21.4			
15 de Septiembre (2x78.3)	1	83	78.3	157.0		
	2	84	78.3			
<u>Geotérmicas</u>			<u>95.0</u>	<u>58.0</u>		
Ahuachapán (2x30+1x35)	1	75	30.0	58.0		
	2	76	30.0			
	3	80	35.0			
<u>Térmicas</u>			<u>69.6</u>	<u>63.0</u>		
Acajutla (1x30+1x33+1x6.6)	1	65	6.6	63.0	Diesel	11.6
	2	66	30.0		Bunker/ Diesel	11.6
	3	69	33.0		Diesel/ Bunker/ Diesel	11.6
<u>Turbinas y combustión interna</u>			<u>97.8</u>	<u>47.0</u>		
Soyapango (2x16.7+1x20.5)	1	72	16.7	26.0	Diesel	7.1
	2	72	16.7		Diesel	7.1
	3	73	20.5		Diesel	7.1
San Miguel		84	25.3	21.0	Diesel	8.2
Miravalles (3x6.2)		85	18.6	-	Bunker/ Diesel	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro AI-5

NICARAGUA (INE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1990

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón a/
<u>Total</u>			<u>369.0</u>	<u>348.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>103.0</u>	<u>97.0</u>		
Centroamérica (2x25)	1	64	25.0	48.0		
	2	64	25.0			
Carlos Fonseca (2x25)	1	71	25.0	46.0		
	2	71	25.0			
Wabule/Las Canoas		90	3.0	3.0		
<u>Geotérmicas</u>			<u>70.0</u>	<u>70.0</u>		
Patricio Argüello (2x35)	1	83	70.0	70.0		
<u>Térmica</u>			<u>181.0</u>	<u>169.0</u>		
Nicaragua (2x50)	1	77	53.0	50.0	Bunker	12.9
	2	77	53.0	50.0	Bunker	12.9
Managua (2x15+1x45)	1	58	15.0	12.0	Bunker	12.0
	2	58	15.0	12.0	Bunker	12.0
	3	70	45.0	45.0	Bunker	12.4
<u>Gas</u>			<u>15.0</u>	<u>12.0</u>		
Germán Pomares (1x15)	1	67	15.0	12.0	Diesel	7.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras estimadas por la CEPAL.

Cuadro AI-6

COSTA RICA (ICE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA, 1990

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
<u>Total</u>			<u>822.3</u>	<u>747.5</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>681.1</u>	<u>677.5</u>		
Arenal (3x52.5)	1	79	52.5	156.0		
	2	79	52.5			
	3	79	52.5			
Corobicí (3x58)	1	82	58.0	174.0		
	2	82	58.0			
	3	82	58.0			
Cachí (2x32+1x36.8)	1	66	32.0	100.0		
	2	67	32.0			
	3	78	36.8			
Río Macho (2x15+3x30)	1	63	15.0	120.0		
	2	63	15.0			
	3	72	30.0			
	4	72	30.0			
	5	78	30.0			
Garita (2x15+2x48.7)	1	58	15.0	126.0		
	2	58	15.0			
	3	87	48.7			
	4	87	48.7			
Menores			1.5	1.5		
<u>Térmicas y gas</u>			<u>141.2</u>	<u>70</u>		
San Antonio-Vapor (2x5)	1	54	5.0	10	Bunker	9.1
	2	54	5.0		Bunker	9.1
Colima (4x3+2x3.8)	1	56	3.0	12	Bunker/ Diesel	12.9
	2	56	3.0		Bunker/ Diesel	12.9
	3	56	3.0		Bunker/ Diesel	12.9
	4	56	3.0		Bunker/ Diesel	12.9
	5	62	3.8		Bunker/ Diesel	12.9
	6	62	3.8		Bunker/ Diesel	12.9

/Continúa

Cuadro A1-6 (Conclusión)

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón
San Antonio-gas (2x19.0)	1	73	19.0	18	Diesel	9.1
	2	73	19.0		Diesel	9.1
Barranca (2x20.8)	1	74	20.8	18	Diesel	9.1
	2	74	20.8		Diesel	9.1
Moín (4x8)	1	77	8.0	12	Bunker/ Diesel	14.8
	2	77	8.0		Bunker/ Diesel	14.8
	3	77	8.0		Bunker/ Diesel	14.8
	4	77	8.0		Bunker/ Diesel	14.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro AI-7

PANAMA (IRHE): CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD INSTALADA
POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL, 1990

	Número de unidad	Año de puesta en servicio	Capacidad (MW)		Combustible	
			Instalada	Efectiva	Tipo	kWh/galón a/
<u>Total</u>			<u>878.3</u>	<u>686.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>			<u>551.0</u>	<u>478.0</u>		
Fortuna (3x100)	1	84	100.0	97.0		
	2	84	100.0	97.0		
	3	84	100.0	96.0		
Bayano (2x75)	1	76	75.0	54.0		
	2	76	75.0	54.0		
Estrella (2x21)	1	79	21.0	16.0		
	2	79	21.0	16.0		
Los Valles (2x24)	1	79	24.0	20.0		
	2	79	24.0	20.0		
Menores			11.0	8.0		
<u>Térmicas (vapor)</u>			<u>155.5</u>	<u>102.0</u>		
Bahía las Minas (1x24+3x40)	1	64	24.0	22.0	Bunker	11.9
	2	69	40.0	--	Bunker	11.9
	3	72	40.0	40.0	Bunker	11.9
	4	74	40.0	40.0	Bunker	11.9
San Francisco (1x11.5)	3	55	11.5	--	Bunker	9.0
<u>Térmicas gas</u>			<u>171.8</u>	<u>106.0</u>		
Subestación Panamá (2x21.4)	1	83	21.4	16.0	Diesel	9.4
	2	83	21.4	16.0	Diesel	9.4
Pielstick (4x7)	1	76	7.0	--	Bunker	15.8
	2	76	7.0	--	Bunker	
	3	76	7.0	--	Bunker	
	4	76	7.0	--	Bunker	
Bahía Las Minas (2x30)	1	88	30.0	27.0	Diesel	10.5
	2	88	30.0	27.0	Diesel	10.5
Monte Esperanza (1x20)	1	74	20.0	--	Diesel	8.4
Menores			21.0	20.0	Diesel	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Diesel marino.

Gráfico 1
GUATEMALA: DEMANDAS HORARIAS TÍPICAS

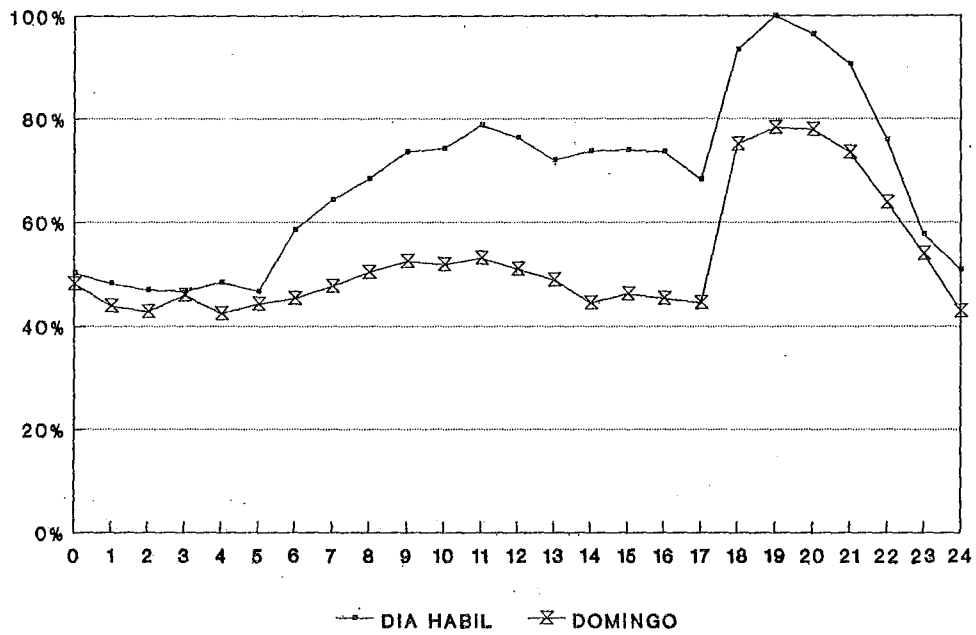


Gráfico 2
EL SALVADOR: DEMANDAS HORARIAS TÍPICAS

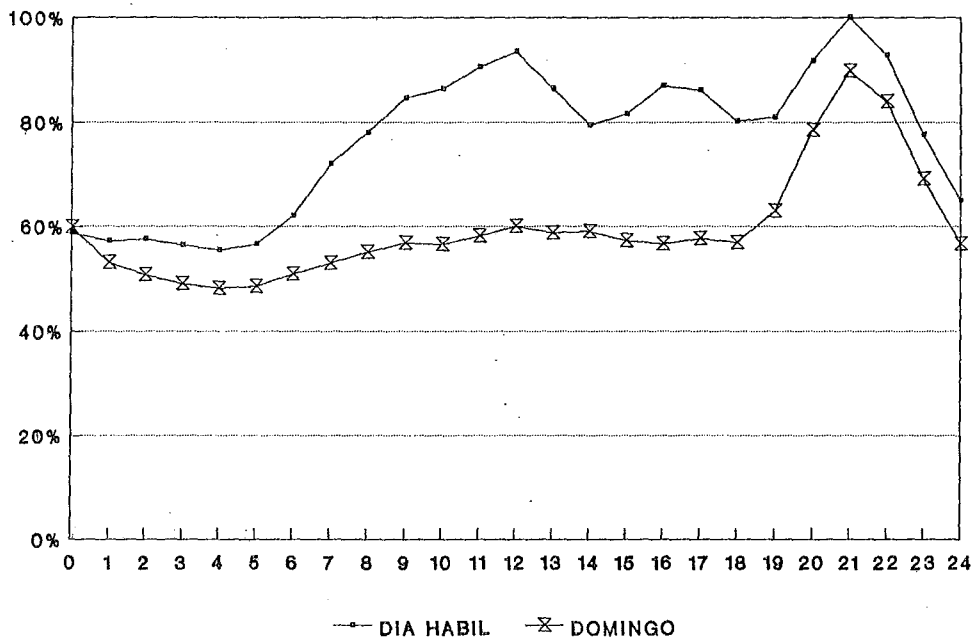


Gráfico 3

HONDURAS: DEMANDAS HORARIAS TÍPICAS

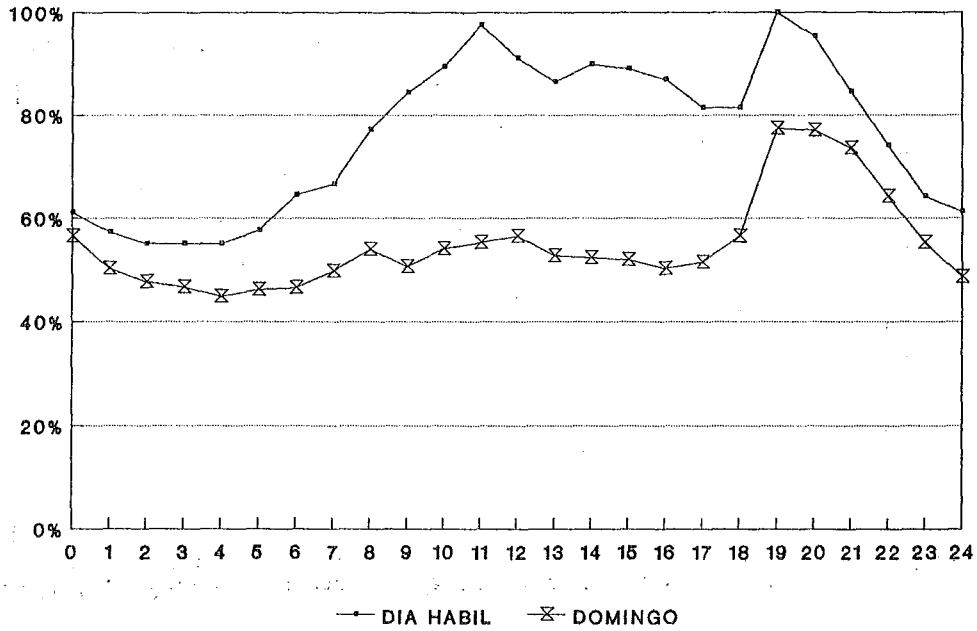


Gráfico 4

NICARAGUA: DEMANDAS HORARIAS TÍPICAS

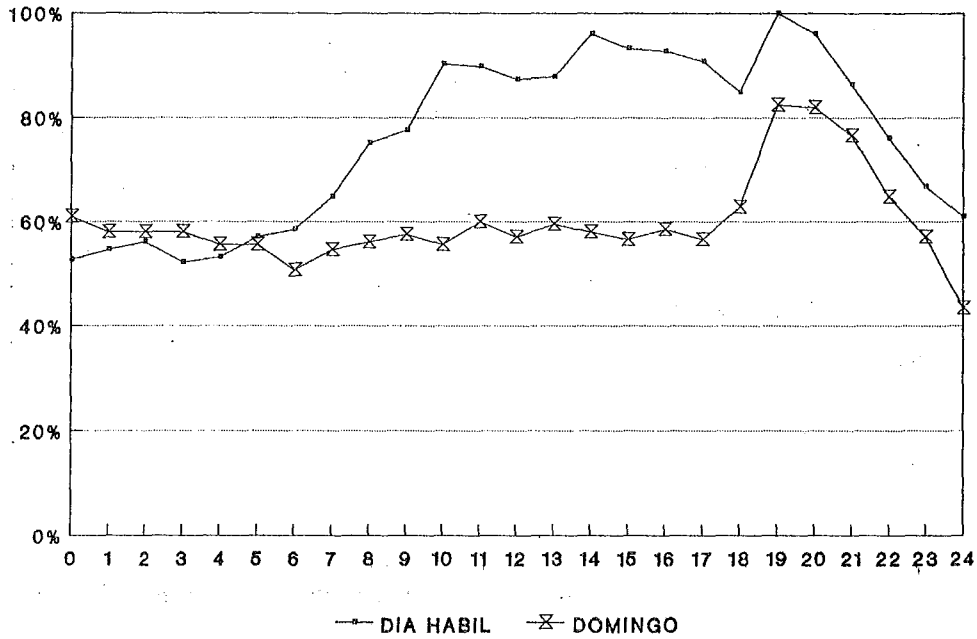


Gráfico 5
COSTA RICA: DEMANDAS HORARIAS TÍPICAS

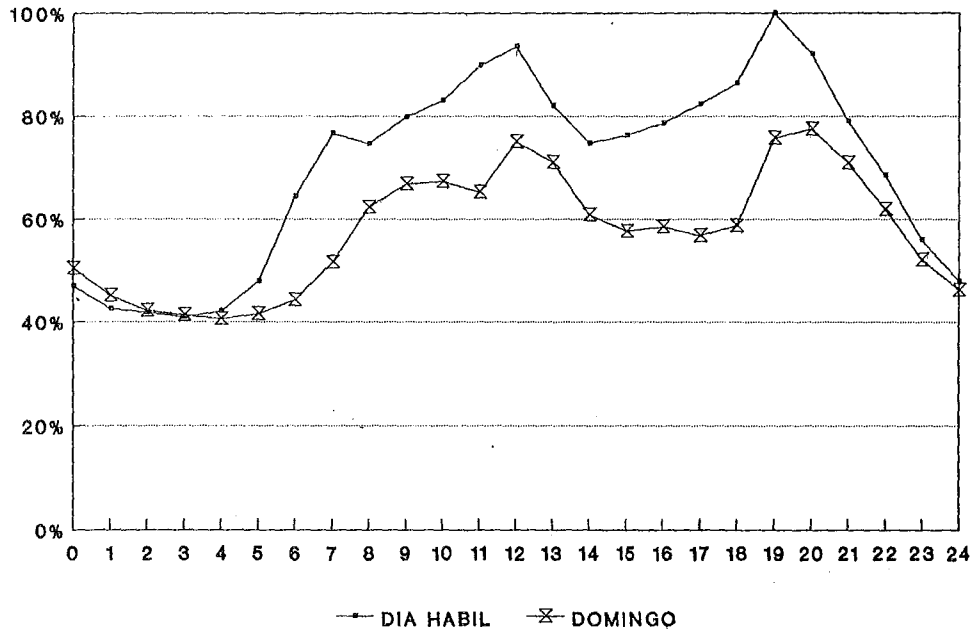
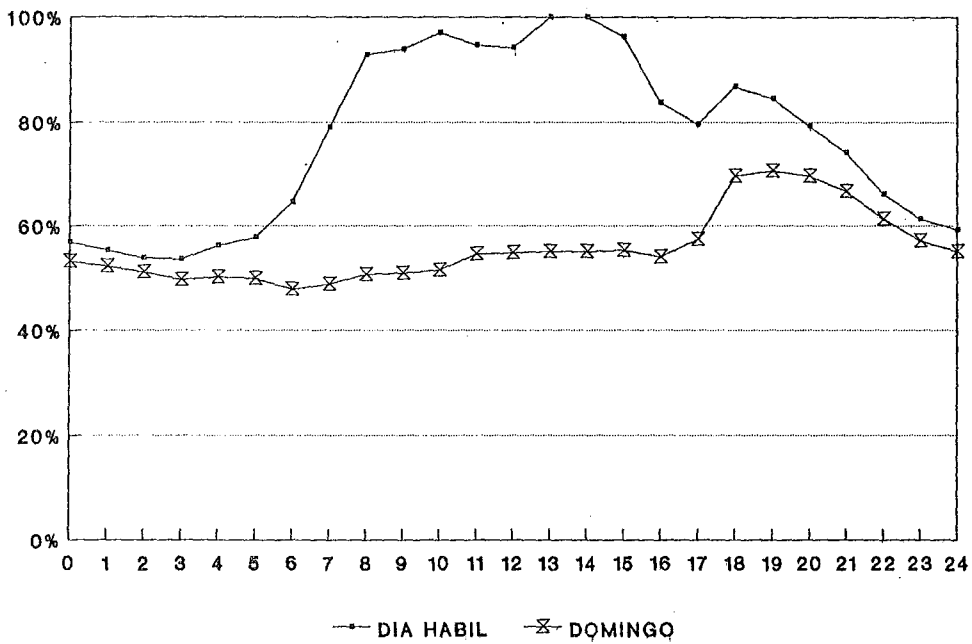


Gráfico 6
PANAMA: DEMANDAS HORARIAS TÍPICAS



Anexo II

ISTIMO CENTROAMERICANO: PLANES DE EXPANSION NACIONALES,
1990-2000

Cuadro AII-1

COSTA RICA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1990-2000

	Tipo ^{a/}	Año/mes	Potencia (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
				Año medio	Año crítico		
<u>Total</u>			<u>787</u>	<u>4 515</u>	<u>3 653</u>		
<u>Subtotal hidro + geo</u>			<u>547</u>	<u>3 214</u>	<u>2 352</u>		
<u>Subtotal térmicas convencionales</u>			<u>240</u>	<u>1 301</u>	<u>1 301</u>		
Nagatas	H	1990/3	4	34	30	97	-
Belén, Electriona, Birris	H	1991/1	24	141	95	67	-
Turbinas gas I (3 x 36 MW)	TG	1991/1	108	474	474	50	-
Sandillal	H	1993/7	32	140	140	50	0.5
Turbina gas II	TG	1993/1	36	158	158	50	-
Toro I	H	1994/9	24	119	72	57	-
Miravalles I	G	1994/1	55	389	389	81	-
Toro II	H	1995/1	66	315	189	54	-
Miravalles II	G	1995/7	55	389	389	81	-
Motor baja velocidad	CI	1996/1	64	448	448	80	-
Motor baja velocidad	CI	1997/1	32	221	221	79	-
Angostura	H	1998/1	177	996	663	64	3.5
Pirris	H	2000/1	110	691	385	72	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

^{a/} CI = combustión interna; H = hidro; G = geotérmica, y TG = turbina gas.

De: No
 rón
 lín
 Vi:
 tepr

Cuadro AII-2

EL SALVADOR: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1990-2000

	Tipo ^{a/}	Año/mes	Potencia (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
				Año medio	Año crítico		
Total			393	2 200	2 110		
Subtotal hidro + geo			362	2 032	1 942		
Subtotal térmicas convencionales			31	168	168		
Berlín B.P.I.	G	1991/1	10	74	74	84	-
Chipilapa I	G	1991/1	10	74	74	84	-
5 de Noviembre U3 ^{b/}	H	1991/1	19	130	84	78	-
Soyapango U3 ^{b/}	TG	1991/1	16	87	87	62	-
Miravalle ^{b/}	CI	1991/1	15	81	81	62	-
Berlín B.P.II	G	1992/1	10	74	74	84	-
Ahuachapán ^{b/}	G	1993/1	15	112	112	85	-
Berlín Central I	G	1995/1	30	224	224	85	-
Ahuachapán ^{b/}	G	1995/1	10	74	74	84	-
Chipilapa Central I	G	1996/1	30	224	224	85	-
Berlín Central II	G	1996/1	30	224	224	85	-
Chipilapa Central II	G	1997/1	30	224	224	85	-
5 de Noviembre (Expansión)	H	1998/1	30	76	32	29	-
Cerrón Grande (Expansión)	H	1999/1	68	-	-	-	-
Berlín Central III	G	2000/1	30	224	224	85	-
San Vicente	G	2000/1	20	149	149	85	-
Coatepeque	G	2000/1	20	149	149	85	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ G = geotérmica; H = hidro; CI = combustión interna, y TG = turbina gas.

b/ Reincorporación de la capacidad efectiva.

Cuadro AII-3

GUATEMALA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1990-2000

	Tipo ^{a/}	Año/mes	Potencia (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
				Año medio	Año crítico		
Total			<u>454</u>	<u>2 198</u>	<u>1 977</u>		
Subtotal hidro + geo			<u>314</u>	<u>1 282</u>	<u>1 061</u>		
Subtotal térmicas convencionales			<u>140</u>	<u>916</u>	<u>916</u>		-
Escuintla Gas 5 Rehabilitación	TG	1992/1	32	72	72	26	-
Escuintla 1 Rehabilitación	V	1992/1	30	210	210	80	-
Laguna (vapor) I y II ^{b/}	V	1993/1	(7)	(33)	(33)	54	-
Laguna (gas) I ^{b/}	TG	1993/1	(10)	(22)	(22)	25	-
Zunil I	G	1994/1	15	110	110	84	-
Río Bobos	H	1994/1	8	46	33	66	-
Vapor III	V	1994/6	100	700	700	80	-
Menores diesel ^{b/}	D	1995/1	(5)	(11)	(11)	25	-
Santa María I ^{b/}	H	1996/1	(6)	(18)	(14)	34	-
Santa María II	H	1996/1	68	177	129	30	-
El Palmar	H	1998/1	54	180	138	38	-
Zunil II	G	1999/1	55	430	430	89	-
Jocotán	H	1996/1	40	148	105	42	-
Serchil	H	2000/1	80	209	130	30	-
Adiciones posteriores:							
Chulac	H		320	1 222		44	-
Xalala	H		310	1 317		49	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ V = vapor; G = geotérmica; H = hidro, y TG = turbina gas.

b/ Retiro total o parcial de la planta, en paréntesis.

Cuadro AII-4

HONDURAS: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1990-2000

	Tipo ^{a/}	Año/mes	Potencia (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
				Año medio	Año seco		
Total			<u>174</u>	<u>698</u>	<u>698</u>		
Subtotal térmicas convencionales			<u>174</u>	<u>698</u>	<u>698</u>		
P. Cortés 1 y 2 ^{b/}	D	1991/1	(46)	(246)	(246)	61	-
Rehabilitación P. Cortés 1 y 2	D	1992/1	60	368	368	70	-
La Ceiba ^{b/}	D	1992/1	(15)	(80)	(80)	61	-
Rehabilitación La Ceiba	D	1993/1	20	123	123	70	-
Rehabilitación La Puerta	TG	1993/1	15	33	33	25	-
Turbina gas 1	TG	1995/1	50	110	110	25	-
Turbina gas 2	TG	1998/1	50	110	110	25	-
Diesel lenta	D	1997/1	40	280	280	80	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ TG = turbina gas y D = diesel.

b/ Retiro temporal.

Cuadro AII-5

NICARAGUA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1990-2000

	Tipo ^{a/}	Año/mes	Potencia (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
				Año medio	Año crítico		
<u>Total</u>			<u>129</u>	<u>770</u>	<u>770</u>		
<u>Subtotal geo</u>			<u>115</u>	<u>854</u>	<u>854</u>		
<u>Subtotal térmicas convencionales</u>			<u>14</u>	<u>-84</u>	<u>-84</u>		-
Managua 1 ^{b/}	V	1991/1	(12)	(84)	(84)	80	-
Nicaragua 1 ^{b/}	V	1991/1	(50)	(350)	(350)	80	-
Managua 2 ^{b/}	V	1992/1	(12)	(84)	(84)	80	-
Germán Pomares ^{b/}	TG	1992/1	(12)	(26)	(26)	25	-
Rehabilitación Nicaragua 1	V	1992/1	50	350	350	80	-
El Hoyo B.P.	G	1993/1	10	74	74	84	-
Turbina gas 1	TG	1994/1	25	55	55	25	-
Turbina gas 2	TG	1995/1	25	55	55	25	-
Hoyo 1	G	1997/1	35	260	260	85	-
Hoyo II	G	1998/1	35	260	260	85	-
Hoyo III	G	1999/1	35	260	260	85	-
<u>Adiciones posteriores:</u>							
Masaya I	G		55	397	397	82	-
Turbina gas	CI		30	131	131	50	-
Masaya II	G		55	397	397	82	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ G = geotérmica; V = vapor, y TG = turbina gas.

b/ Retiro total o parcial de la planta, en paréntesis.

Cuadro AII-6

PANAMA: PROGRAMA DE ADICIONES Y RETIROS DE CENTRALES ELECTRICAS, 1990-2000

	Tipo ^{a/}	Año/mes	Potencia (MW)	Energía generable (GWh)		Factor de planta (%)	Energía embalsable (GWh)
				Año medio	Año crítico		
<u>Total</u>			<u>167</u>	<u>1 621</u>	<u>1 267</u>		
<u>Subtotal hidro</u>			<u>116</u>	<u>900</u>	<u>546</u>		
<u>Subtotal térmicas convencionales</u>			<u>51</u>	<u>721</u>	<u>721</u>		
BLM-2, San Francisco 3 ^{b/}	V	1991/1	15	205	205	-	-
Pielstick 1, Mte. Esperanza ^{b/}	D, TG	1991/1	29	144	144	57	-
Turbinas de gas ^{c/}	TG	1992/1	(54)	(210)	(210)	44	-
Ciclo combinado	CC	1992/1	72	526	526	83	-
Bahía Las Minas 3 ^{b/}	V	1992/1	-	47	47	-	-
Pielstick 2 ^{b/}	D	1993/1	11	74	74	77	-
Bahía Las Minas 1 y 4 ^{b/}	V	1994/1	7	79	79	-	-
Fortuna (Presa Alta)	H	1994/1	-	249	-	-	302
Esti I	H	1997/1	35	233	195	76	-
Menores ^{c/}	D	1997/1	(20)	(77)	(77)	(44)	-
Esti II	H	1999/1	81	418	351	59	-
San Francisco 3 ^{c/}	V	1999/1	(9)	(67)	(67)	85	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ H = hidro; CC = ciclo combinado; V = vapor; D = diesel, y TG = turbina gas.

b/ Reincorporación de la capacidad efectiva.

c/ Retiro de la planta, en paréntesis.