

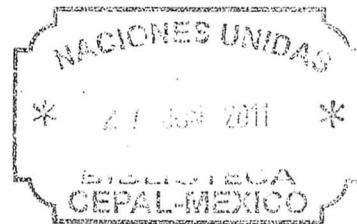
Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.503
22 de diciembre de 1994

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe



**ISTMO CENTROAMERICANO: PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR
ELECTRICO DURANTE EL PERIODO 1995-2005**

Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

94-12-123

INDICE

Página

PRESENTACION	
I. RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	1
A. RESUMEN	1
B. CONCLUSIONES	8
C. RECOMENDACIONES	9
II. EVOLUCION DEL SUBSECTOR ELECTRICO EN EL ISTMO CENTRO-AMERICANO EN EL PERIODO 1990-1993	11
A. LA ENERGIA EN EL CONTEXTO ECONOMICO DEL PERIODO EN ESTUDIO	11
1. Entorno macroeconómico del Istmo Centroamericano	11
B. EL SUBSECTOR ELECTRICO	17
1. Sistemas interconectados nacionales	17
2. Sistemas interconectados subregionales	28
III. PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO DEL ISTMO CENTRO-AMERICANO EN EL PERIODO 1995-2005	37
A. SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES	38
1. Proyecciones de la demanda	38
2. Programas de ampliación de los sistemas nacionales	41
3. Programa de inversiones	47
4. Restricciones de financiamiento	48
IV. PARTICIPACION DE LA EMPRESA PRIVADA EN EL SUBSECTOR ELECTRICO DE LA REGION	61
V. PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO REGIONAL CON UNA OPERACION COORDINADA DE LOS SISTEMAS NACIONALES	75
A. ESCENARIOS, BASES Y CRITERIOS	75

	<u>Página</u>
1. Metodología	75
2. Bases del estudio	75
B. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	77
1. Resultados por país	77
2. Los sistemas interconectados	90
3. Algunas acciones para fortalecer la integración de los sistemas eléctricos nacionales	91

PRESENTACION

En este documento se expone la evolución del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano en un período de importantes cambios comprendido entre 1990 y 1993. Su tratamiento se enmarca en el desenvolvimiento económico que imperó en la región en esos años.

Asimismo, se presenta un análisis sobre los planes de expansión de las seis empresas eléctricas nacionales encargadas del suministro y los requerimientos de inversión para ejecutarlos, un resumen sobre el estado actual de los procesos de reforma y reestructuración del subsector eléctrico, y un balance de la situación para lograr cubrir las necesidades de suministro eléctrico en dichos países. Se evalúa también los beneficios que pueden derivarse de las interconexiones al impulsar una operación coordinada; entre ellos, una mayor seguridad de abastecimiento y la disminución de la energía no servida, inclusive las ventajas económicas resultantes de utilizar menos hidrocarburos.

Finalmente, se formulan algunas reflexiones sobre la relevancia de una mayor integración del subsector eléctrico, y se sugieren acciones para marchar hacia ese objetivo.

I. RESUMEN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A. RESUMEN

1. Los países del Istmo Centroamericano finalizaron el decenio pasado con un proceso de ajuste estructural, el cual mostraba algún grado de avance, con economías más expuestas a la competencia externa. Durante los cuatro primeros años de la nueva década, se puede identificar algunas características generales como las más sobresalientes en la región. En primer lugar, un proceso de convergencia en las políticas económicas, con mejoras en los aspectos fiscales, monetario y financiero. En segundo lugar, avances en el proceso de apertura comercial, a través de una reducción sustancial de la protección arancelaria, aunada a una liberalización financiera. Y, por último, esfuerzos importantes encaminados a profundizar la integración económica del Istmo Centroamericano.

2. El producto interno bruto de la región mostró un crecimiento vigoroso de 4.5% durante el período 1990-1993, el cual provino principalmente de la demanda interna, en especial desde 1991, y no exclusivamente de la demanda externa. De esta forma, el PIB por habitante experimentó un proceso de recuperación sostenido, invirtiendo la tendencia decreciente de la década pasada. Por su parte, las exportaciones de la región crecieron en forma continua, alcanzando un monto de 5,133 millones de dólares en 1993, a pesar de las tendencias desfavorables en los precios de los productos tradicionales. Lo anterior fue compensado con las exportaciones de bienes no tradicionales, en particular los agrícolas, que mostraron una tendencia positiva.

3. En el campo de la cooperación regional, merece la pena destacar el fuerte incremento de los intercambios comerciales en el Mercado Común Centroamericano (MCCA) y los avances en la consolidación de la integración económica del Istmo. De esta forma, el valor del comercio regional se duplicó en el período en mención, lo que permitió recuperar los niveles más altos de interdependencia en el MCCA. Ahora bien, con respecto al proceso de integración, en el último año los países de la región firmaron el Protocolo de Guatemala, el cual reforma el Tratado General de Integración Económica de 1960.

4. El consumo de electricidad de los países del Istmo Centroamericano se incrementó durante el período 1990-1993 a una tasa promedio anual del 6.6%, superior al ritmo de crecimiento del PIB y de la población. El mayor mercado de energía eléctrica en la región es el de Costa Rica, seguido, en orden decreciente, por Guatemala, Panamá, El Salvador, Honduras y Nicaragua.

5. Las ventas de energía eléctrica mostraron una tasa de crecimiento elevada en El Salvador (9.2%), y en Guatemala (8.5%). Por el contrario, Nicaragua fue el país con el menor ritmo de crecimiento, pues alcanzó sólo un 1.1%. El resto de los países tuvo crecimientos intermedios, de forma que Honduras y Panamá experimentaron tasas de alrededor del 6.7%, y Costa Rica alcanzó el 5.8%.

6. El índice de electrificación de la región presentó un incremento importante, al pasar del 45 % en 1990, al 50% en 1993, resultado de los diferentes programas de electrificación. Este índice subió en todos los países de la región; sin embargo, destaca el caso de Costa Rica, cuyo índice llegó al 92.4% en 1992.

7. El programa de adiciones de nuevas centrales de generación sufrió un cambio radical con respecto al realizado en la década pasada, ya que en el período 1990-1993 se instalaron en la región 536 MW, de los cuales el 87.5% correspondieron a turbinas de gas y centrales de combustión interna. Debe recordarse que en los años ochenta, los países de la región pusieron en operación una serie importante de centrales hidroeléctricas y geotérmicas.

8. Costa Rica fue el único país que instaló plantas hidráulicas, con una capacidad de 40 MW, a lo cual se adicionaron tres turbinas de gas de 108 MW. Además de ser el país con la mayor capacidad instalada en el Istmo, también es el que posee la componente hidroeléctrica más elevada, la cual representó en 1993 el 75.7%. En El Salvador se instalaron 10 MW en una central geotérmica y 168 MW en turbinas de gas. El caso de Guatemala presenta una característica especial, ya que durante el período inició operaciones un autoprodutor privado, con una capacidad de 110 MW. Adicionalmente se instaló una turbina de gas de 50 MW y se contó con 20 MW de cogeneración. Por su parte, tanto Honduras como Panamá carecieron de adiciones a su sistema de generación, mientras que Nicaragua tan sólo instaló una turbina de gas de 27 MW.

9. La capacidad instalada de los seis países del Istmo Centroamericano ascendía, al 31 de diciembre de 1993, a 4,654 MW, en los que la componente hidroeléctrica continúa siendo mayoritaria, con el 58.9%, a pesar del programa de instalaciones reciente. El resto de la estructura de los medios de generación la componen turbinas de gas y plantas de combustión interna, con el 25.6%, alcanzando un segundo lugar por primera vez en la región. Le siguen las plantas de vapor, con el 11.7%, y las geotérmicas, con el 3.8%.

10. Durante el período 1990-1993, las pérdidas de los sistemas eléctricos de la región continuaron presentando una tendencia creciente, pues pasaron del 17.1% en 1990 al 17.8% en 1993. Sin embargo, la situación es más crítica al analizar la situación por país, ya que tres sistemas tienen pérdidas de entre el 22% y el 28% (Honduras, Nicaragua y Panamá). Costa Rica mantiene su posición con el menor índice de pérdidas, el cual alcanzó 10.8% en 1993.

11. Como consecuencia de la baja producción hidroeléctrica y la inclusión de nuevas centrales térmicas, el uso de combustibles para la generación de energía eléctrica se triplicó entre 1990 (2.5 millones de barriles) y 1993 (7.5 millones de barriles). En cuanto a la estructura, el búnker C, que en 1990 cubría el 84% de las necesidades, limitó su participación al 50%, debido al auge en el uso del diesel para las turbinas de gas y plantas de combustión interna.

12. La mayor parte de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, en alguna medida, continuaron afrontando problemas de tipo financiero, administrativo e institucional durante el período 1990-1993, los cuales se han convertido en un obstáculo para el desarrollo del subsector eléctrico de los países. En el aspecto financiero, el principal problema radica en la generación insuficiente de recursos para hacer frente tanto a los gastos de operación, mantenimiento y administración, como a los correspondientes a la expansión de los sistemas y a la carga del servicio de la deuda. Los

problemas financieros van evidentemente ligados a los de orden institucional y administrativo que han enfrentado las empresas, los cuales representan barreras para mejorar la eficiencia de las actividades generales del subsector.

13. Como parte de los procesos de ajuste acordados por los países de la región con los organismos internacionales, se incluyó la ejecución de reformas en los marcos institucionales de los respectivos sectores energéticos. De esta forma, durante el período que se inicia en 1990 se adelantaron en la región diferentes estudios para proceder a la reforma de los subsectores eléctricos. A mediados de 1994, el avance de las reformas en los subsectores eléctricos de la región era disímil. En este sentido, se puede clasificar a los países de la siguiente manera: i) Costa Rica, con reformas aprobadas a nivel legislativo; ii) El Salvador, Honduras y Nicaragua, con anteproyectos de ley realizados o en preparación, y iii) Guatemala y Panamá, con estudios aún no aprobados o en ejecución.

14. Luego de la construcción de las líneas de interconexión en las décadas de los setenta y ochenta, actualmente los países del Istmo Centroamericano presentan un bloque norte, integrado por El Salvador y Guatemala, y un bloque sur, compuesto por Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Panamá. Las ventas del bloque sur, el de mayor tamaño, se incrementaron a 9,336 GWh en 1993, a un ritmo promedio anual de 5.6%. Las del bloque norte se elevaron a 4,917 GWh en 1993, para una tasa de crecimiento promedio anual de 8.8%, superior a la experimentada por el bloque sur.

15. La producción de energía eléctrica en ambos bloques se apoyó primordialmente en los recursos hídricos, pero su participación porcentual declinó durante el mismo período. En el bloque sur, la capacidad instalada se mantuvo casi constante, pues pasó de 1,825 MW en 1990 a 1,865 MW en 1993. Las centrales hidroeléctricas redujeron su participación porcentual con respecto a la capacidad instalada total del 69% al 66%, mientras que las centrales térmicas a base de combustibles fósiles aumentaron su participación, del 29% al 32% en el mismo período, predominando en ellas las unidades diesel, con 560 MW en 1993. El balance de generación de este bloque presentó un notable incremento en la producción de centrales térmicas (a vapor y diesel), así como un aumento de la producción hidroeléctrica, aunque con una participación relativa menor. La producción de electricidad en base a los recursos naturales nacionales --lo cual indica la autosuficiencia eléctrica--, mostró un decrecimiento importante, pues pasó del 90% a inicio del período al 81% en 1993.

16. La capacidad instalada del bloque norte se incrementó de 1,458 MW en 1990 a 1,795 MW en 1993, sobresaliendo el aumento de las unidades diesel, las cuales duplicaron su capacidad total, llegando a 633 MW en 1993. Con respecto al balance de generación en el bloque norte, éste observó una reducción en valores absolutos y relativos de la producción hidráulica, motivada por los problemas hidrológicos del período, habiendo pasado del 83% en 1990 al 60% en 1993. Por su parte, las centrales a vapor y diesel aumentaron su participación del 13% al 16%. También las centrales geotérmicas disminuyeron su producción de electricidad, en valores absolutos y relativos, habiendo alcanzado en el último año los 351 Gwh. La generación en base a los recursos naturales también presentó una disminución muy fuerte, pues pasó del 91% al 66%, inferior al valor obtenido en el bloque sur.

17. En el bloque norte se efectuaron intercambios brutos por un valor acumulado de 265 Gwh, que representan el 22.3% del total del Istmo; éstos se efectuaron con mayor énfasis en los inicios

de la década de los noventa. Con relación a los intercambios netos (exportaciones menos importaciones), Guatemala tuvo un saldo de 139 Gwh, cantidad que se asemeja a la registrada entre 1986 y 1989. La mayor parte de las transferencias se realizaron para apoyar en situaciones de emergencia en El Salvador. En el bloque sur el valor de las transferencias brutas correspondió al 77.7% del total del Istmo, totalizando 921 Gwh durante el período. Conviene anotar que el nivel de las transferencia presentó una tendencia marcadamente decreciente, con los siguientes valores en los sucesivos años: 400 Gwh, 319 Gwh, 124 Gwh y 74 Gwh. Esto se debió a la disminución de los excedentes hidráulicos en algunos países.

18. Las transferencias netas en los cuatro primeros años del decenio alcanzaron los 1,180 GWh, de los cuales el 88% permitieron sustituir combustible por hidroelectricidad. Estas trasferencias significaron ahorros por un monto de 48 millones de dólares, a razón de 4.5 centavos de dólar por kWh, sobre la base de un precio de referencia de 20 dólares por barril de combustible.

19. La cooperación regional ha venido constituyéndose en un factor muy importante para el desarrollo del subsector eléctrico regional. El hecho más importante para el ordenamiento de la cooperación regional durante el período 1990-1993 fue la consolidación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), que a la fecha ha rotado en tres ocasiones la sede de su Secretaría, desde que fue aprobado su convenio constitutivo. A comienzos de 1994, los Presidentes de las empresas eléctricas aprobaron la nueva estructura organizativa del CEAC, misma que se está consolidando a partir de subcomités técnicos y grupos de trabajo que operarán en base a una sede fija.

20. Las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano están llevando a cabo una serie de proyectos de índole regional, con el objeto de reforzar su integración. Los primeros son los proyectos emanados del Grupo Consultivo Regional de Centroamérica (GCR-CA), que coordina el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Otro proyecto de gran impacto para el futuro de la integración energética regional es el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), el cual ha contado con el máximo apoyo a nivel político. Asimismo se está ejecutando el Estudio de Prefactibilidad de la Interconexión de los Países del Grupo de los Tres (G-3) con los Países de América Central.

21. Para el período 1994-2005 se espera en la región un crecimiento anual promedio en la demanda de energía eléctrica del 6%, situación que implica que al final del año 2005 el consumo de electricidad observado en el 1993 se habrá duplicado. Por países, las proyecciones de Nicaragua son las que consideran mayor crecimiento (8.4 %), seguida de Guatemala (6.8 %) y El Salvador (6.5 %). Honduras y Costa Rica presentan un crecimiento más moderado (5.5 y 5.3 %, respectivamente), correspondiendo a Panamá la evolución más baja (5 %). La evolución de la demanda de potencia sigue esa misma tendencia, aunque se espera al final un crecimiento ligeramente inferior en toda la región (5.9 %).

22. Referente a los planes de equipamiento vigentes en las empresas eléctricas, se tiene contemplado poner en marcha en el período, un total de 4,566 MW (equivalente a 381 MW/año), 62% en los países del bloque sur y 38% en los países del bloque norte. Esta cantidad representa el doble de las centrales que entraron en el período 1980-1993. A diferencia de lo ocurrido en la década anterior, las centrales térmicas representarán 46% de la capacidad que se instalará en el

período 1994-2000, la componente hidroeléctrica representará 44%, la geotérmica 9% y las fuentes no convencionales, representadas por las centrales eólicas, 1%. El país que instalará mas capacidad será Costa Rica, con 24% de la capacidad de las adiciones del período. Luego se ubican El Salvador, con 22%; Guatemala, con 16%; Honduras, con 15%; Panamá, con 12%, y Nicaragua, con 11%. En cuanto a las adiciones hidráulicas, se sigue manifestando la ubicación de este tipo de centrales en Costa Rica, que instalará 40% de esa componente en la región, seguido de Guatemala y Panamá, con 18% y 17%, respectivamente. Honduras, El Salvador y Nicaragua instalarán 14%, 10% y 1%, respectivamente. En la parte geotérmica, Nicaragua instalará la mayor parte (34%), seguido de Guatemala (25%), Costa Rica (24%) y El Salvador (16%). Honduras y Panamá serían los únicos países que no poseerían plantas de ese tipo. Las adiciones termoeléctricas se instalarán, 53% en el Bloque Sur y 47% en el Bloque Norte. El país que más instalará este tipo de centrales es El Salvador, con 36%, mientras que Costa Rica será el que menos las instalará, con un 8% de la nueva capacidad térmica de la región.

23. Contrastando esas cifras con las correspondientes a la generación privada, puede verse que, de los 4,566 MW que se instalarán en la región, 1,054 MW (23%) corresponden a proyectos cuya ejecución ha sido asociada a la participación privada y, dentro de ese porcentaje, un 6% correspondería a proyectos que están en construcción por los privados (398 MW).

24. La producción privada de electricidad ha mostrado una participación creciente a nivel regional, pues pasó del 0.3% de la generación total (40 GWh) en 1992 al 3.7 % (646 GWh) en 1993. El país que cuenta con la mayor capacidad en generación independiente en 1994 es Guatemala, con 153 MW, siguiéndole Honduras con 80 MW y, en tercer lugar, Costa Rica, con 19.4 MW, para un total de 252.7 MW. Sin embargo, los proyectos en construcción alcanzan una cifra mayor pues acumulan una capacidad de 308.5 MW, distribuidos en Honduras, 125 MW; El Salvador, 80 MW; Guatemala, 75 MW, y Nicaragua, 28.5 MW.

25. En Costa Rica se encuentran operando, bajo el esquema de generación privada, un grupo de pequeñas centrales hidroeléctricas y un ingenio en cogeneración, para un total de 19.4 MW. Sin embargo, existe un gran interés de la iniciativa privada por una mayor participación, de forma tal que al mes de noviembre de 1994 se habían autorizado un número suficiente de concesiones para alcanzar el límite de participación establecido por la ley (alrededor de 160 MW). En los contratos firmados hasta la fecha, el "costo evitado" acordado ha sido cercano al costo marginal, estableciendo en promedio valores del orden de 0.063 dólares/kWh, con un ajuste anual. Asimismo, se han definido, dependiendo del tipo de central, tarifas monómicas (solo energía) y tarifas binómicas (potencia y energía).

26. En el caso de El Salvador, la participación de la empresa privada se inició en el mes de mayo de 1994, con la firma de un contrato de generación para una central térmica. La capacidad del proyecto es de 80 MW y entrará en operación a mediados de 1995. Por requisitos de confidencialidad en las cláusulas del contrato, en el período previo a la entrada en operación de la central no se pudieron analizar sus principales rubros.

27. En Guatemala, el primer contrato de generación independiente fue firmado a finales del año 1991, habiendo entrado en operación en diciembre de 1992, con una capacidad instalada de 110 MW. Entre las principales características de este contrato, se pueden enumerar las siguientes: la

forma de contratación suscrita fue bajo la modalidad "take or pay", al quedar determinado un precio alto por potencia, el cual garantiza un ingreso al autoproducer, sea que opere o no, durante un plazo de 15 años. El precio comprende dos cargos, uno por potencia y otro por energía. Por otro lado, existen penalizaciones en caso de que el vendedor no pueda operar con un mínimo de 75% de factor de planta. El contrato contempla también un depósito de garantía de 7.25 millones de dólares de los Estados Unidos, el cual permanece vigente durante los primeros siete años de operación del proyecto. A partir de esa fecha, el depósito es gradualmente devuelto. Por otro lado, la cogeneración instalada a 1993 era de alrededor de 20 MW, mayoritariamente térmica, incluyendo únicamente un caso de una pequeña hidroeléctrica (El Capulín, con 3 MW), operada por una industria de gases industriales.

28. No obstante que a la fecha no existe un marco regulatorio específico para la inversión privada en el subsector eléctrico de Guatemala, las autoridades nacionales han seguido avanzando en la instrumentación de nuevos proyectos privados, casi como único mecanismo para garantizar generación futura en el mediano y largo plazos. Las últimas acciones tomadas a la fecha, enmarcadas dentro de la planificación indicativa del subsector eléctrico, son las siguientes: i) la firma de un total de 12 contratos, por una capacidad total de 187.5 MW, en la que sobresalen centrales hidroeléctricas, y ii) la licitación de 150 MW térmicos en la zona atlántica del país, proyecto que incluye la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 200 km de longitud.

29. Las contrataciones de generación privada en Honduras han debido hacerse en el marco de la mayor crisis de suministro eléctrico ocurrida hasta la fecha en la región del Istmo Centroamericano. Bajo esas circunstancias, en diciembre de 1993, se suscribió un contrato con un autoproducer para la entrega de 24 MW a partir de abril de 1994, aumentando a 54 MW a partir de diciembre del mismo año. Las condiciones generales de este contrato, suscrito por 15 años, se describen a continuación. La forma de contratación también es del modalidad "take or pay", en la cual se considera un bloque de energía obligada que la empresa nacional deberá comprar forzosamente, por una cantidad de 19 Gwh/mes. Adicionalmente la empresa nacional podrá comprar un segundo bloque de energía, el cual se pactará periódicamente y tendrá un costo superior al primer bloque. Por su parte, el precio ha sido fijado para dos períodos: el primero, denominado de emergencia, que regirá durante un año y, el segundo, denominado permanente, que regirá a partir del segundo año de operación y el cual tiene precios menores que el primero. Los precios se han establecido por medio de complicadas fórmulas que incluyen costos en moneda local y en dólares, así como varias indexaciones. En las facturaciones de junio y julio de 1994, los precios promedio pagados al autoproducer fueron de 0.0962 y 0.1023 dólares/Kwh. Adicionalmente, la empresa nacional de Honduras aprobó las siguientes contrataciones, luego de las respectivas licitaciones: i) suministro de 75 MW y 360 Gwh (factor de planta del 55%); ii) contrato tipo ROM (rehabilitación, operación y mantenimiento) para las centrales termoeléctricas de Puerto Cortez y La Ceiba.

30. En Nicaragua se suscribió un contrato de generación privada en septiembre de 1994, con el propósito de instalar una central térmica con una capacidad de 28.5 MW. Esta generación estará disponible a partir de agosto de 1995 y el precio promedio que se espera pagar es del orden de 0.06 dólares/kWh. Adicionalmente, se está desarrollando un proyecto de capital mixto para la construcción y operación de una planta geotérmica de 120 MW, mediante un consorcio rusonicaragüense. El INE contribuye actualmente con el 20% de la inversión; sin embargo, existe la opción por parte de este Instituto de elevar su participación hasta el 51%, en función de sus posibilidades. Con respecto a la cogeneración, existen negociaciones con los ingenios San Antonio

y Victoria, para el suministro de los excedentes de energía eléctrica durante el período de zafra. Estos proyectos podrían aportar cerca de 23 MW cada uno.

31. Panamá no cuenta en la actualidad con la participación de generadores independientes; sin embargo, el plan de expansión de su subsector eléctrico contempla la instalación de un ciclo combinado de 130 MW, y la etapa inicial del proyecto hidroeléctrico Esti I (38 MW) en 1999, que serían realizadas con participación de la iniciativa privada.

32. El consumo de combustibles para generar electricidad continuará en incremento, estimándose que en la región pasará de 10,640 MBI en 1995 a 13,157 MBI en el 2000 y 18,399 MBI en el 2005.

33. En cuanto a las inversiones en nuevas centrales de generación eléctrica, en el período 1995-2005 éstas ascenderán a 5,556 millones de dólares, representando una inversión promedio anual del orden de 778 millones de dólares. El comportamiento de estas inversiones muestra una tendencia creciente, que se inicia con inversiones del orden de 761 millones de dólares en 1995, hasta llegar a 1,009 millones de dólares en el año 2002. La baja que se muestra a partir del año 2003 obedece a que no en todos los países aparece reflejado el efecto de las inversiones que se harán para proyectos que iniciarán su operación con posterioridad al 2005, pero cuya construcción se iniciaría en el período analizado. En ese sentido, se puede decir que las inversiones a partir del 2003 han sido subestimadas y que las mismas podrían ser del orden de los 1,000 millones de dólares anuales.

34. Del total de inversiones en el período 1995-2000, se han identificado, para el sector privado, un total de 1,267 millones de dólares. Estas inversiones representan un promedio anual de 211 millones de dólares, lo cual, comparado con las inversiones totales en ese subperíodo (4,135 millones de dólares o 689 millones de dólares anuales), representará el 31%. Debe mencionarse que dichas inversiones podrían aumentar, sobre todo porque en la mayor parte de los países se están dando cambios en las regulaciones que facilitarían la participación de los privados.

35. Al incluir las inversiones correspondientes a transmisión y distribución que deberán desarrollar las empresas dentro de sus programas regulares, las inversiones podrían aumentar a montos de 860 millones de dólares anuales en la región centroamericana y, al incluir las inversiones del proyecto SIEPAC, se elevarían alrededor de 900 millones de dólares anuales.

36. En cuanto a la capacidad de suministro y satisfacción de la demanda, durante los años 1995 al 1997, continuará habiendo un peligro latente de racionamientos, principalmente por razones como la sequía que se presentó durante 1994 y que representará iniciar el 1995 con niveles de los embalses bajos; la incertidumbre de ocurrencia de fenómenos meteorológicos adversos, como son una recurrencia del fenómeno del niño; el retraso o no ejecución de los mantenimientos de centrales programados durante 1994, y el atraso en la entrada de los proyectos en marcha, varios de los cuales incluyen procesos de licitación y/o construcción de nuevas centrales con inversionistas privados.

37. Como consecuencia de lo anterior, no se vislumbran posibilidades de intercambios de sobrantes hidráulicos ni de energía térmica económica. Más bien el apoyo para condiciones de emergencia y la disminución o eliminación de los posibles racionamientos, representarán el mejor aporte que puedan dar las interconexiones en los años 1995 a 1997. Los beneficios de una

planificación coordinada serán siempre grandes, sobre todo desde el punto de vista de la disminución de las pérdidas por energía no suministrada.

38. Sobre la base del cumplimiento de lo expresado en los planes de expansión, a partir de 1998 se ven potencialidades y perspectivas muy favorables a las posibilidades de intercambio, tanto de excedentes hidráulicos como de los correspondientes intercambios de energía térmica económica. En el período 1998-2000 podrían esperarse ahorros del orden de los 60 millones de dólares anuales, como consecuencia de las disminuciones en la factura petrolera de la región. Esta situación se mantendrá en el período 2001-2005.

B. CONCLUSIONES

1. Las perspectivas en el subsector eléctrico centroamericano, en la mayor parte de los países, dependerán en gran medida de la forma con la cual se vaya insertando la participación de las inversiones privadas. Bajo esquemas regulatorios ambiguos y débiles o bien bajo las presiones que generan las situaciones de riesgo de racionamiento, es muy difícil lograr verdaderas condiciones de competencia, provocando negociaciones que pueden resultar en el mediano y largo plazos muy costosas para la sociedad.
2. Por lo menos en los próximos tres años, persistirá el riesgo de racionamiento en la mayor parte de los países centroamericanos. La interconexiones eléctricas existentes continuarán representando un valioso recurso, el cual a partir de una coordinación de la operación entre los sistemas nacionales, permitirá reducir sustantivamente los riesgos de racionamiento.
3. La entrada de proyectos hidroeléctricos y térmicos mayores a partir de 1998 posibilitará las transferencias de importantes excedentes de energía, permitiendo reducciones en la factura petrolera regional, del orden de los 60 millones de dólares anuales. Para la viabilización de esos beneficios, es necesario que los países avancen en la coordinación de su operación, así como que asignen máxima prioridad a la construcción y puesta en servicio de la interconexión El Salvador-Honduras.
4. Es preciso eliminar las distorsiones que representa la compra de hidrocarburos en condiciones muy diferentes para las empresas eléctricas de los países. Los beneficios de realizar las compras de hidrocarburos en mercados más competitivos, además de fortalecer la posición de las empresas frente a los autoprodutores térmicos, coadyuvará positivamente para el impulso de la operación coordinada.
5. Los programas de reducción de pérdidas, y de ahorro y uso eficiente de energía, representan grandes beneficios para los países. Se estima que únicamente la reducción de las pérdidas, del nivel actual de 17.8% a un nivel de 12%, significará ahorros y beneficios mínimos de 45 millones de dólares anuales, que se verían reflejados, tanto en la disminución de los combustibles como en una mayor captación de ingresos en las ventas de energía eléctrica.

6. Existe en la mayor parte de los países una carencia de estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y térmicos. Independientemente de la forma y esquema que se adopte para la participación privada en la generación de electricidad, es necesario continuar con la evaluación de aprovechamientos hidroeléctricos, así como reforzar los equipos técnicos que se encargarán de aprobar los diseños y desarrollos que presenten los inversionistas privados. Es necesario asegurar que los recursos se explotarán bajo el criterio de la obtención del máximo beneficio para la sociedad.

C. RECOMENDACIONES

1. Es necesario reforzar a los equipos técnicos que se encargarán de evaluar y supervisar la operación coordinada. Únicamente asegurando el trabajo continuo de estos grupos técnicos se podrá avanzar en la coordinación de la operación. Además de los temas propios de la planificación operativa, estos grupos de trabajo deberán estudiar la situación de la competitividad de la generación térmica en los países y las condiciones para mejorarla, entre las que se encuentran los mecanismos para obtener mejores precios en los combustibles.
2. Será muy valioso propiciar el intercambio de experiencias referentes a definición y negociación de proyectos de generación con inversionistas privados. En sólo dos o tres años, en los cuales se ha precipitado este tipo de negociaciones, puede observar condiciones y criterios muy disímiles, que en su mayor parte no favorecen a la mejor prestación del servicio eléctrico.
3. Lo mismo puede recomendarse en cuanto al intercambio de experiencias referentes a los esquemas de financiamiento y las medidas para poder lograr las mejores opciones. La viabilidad de los planes de expansión que intentan poner en marcha los países, dependerá en gran medida de las condiciones y esquemas para la obtención de financiamientos.
4. La evaluación de los planes de expansión, como un mecanismo continuo para ir avanzando en la coordinación de dichos planes, y la evaluación de futuros proyectos regionales, constituyen también un tema medular para fortalecer la integración en el largo plazo.
5. Finalmente, se recomienda tomar todas las medidas necesarias para el fortalecimiento del CEAC. La creación de los comités técnicos y grupos de trabajo constituyen un avance valioso; sin embargo, dicha estructura, sumada al número de proyectos, hace necesario pensar en la necesidad de contar con mayores recursos para la Secretaría Ejecutiva de ese organismo, sobre todo pensando en la necesidad de mantener la continuidad y dinamismo en los períodos en los cuales ocurren los cambios de sede.

II. EVOLUCION DEL SUBSECTOR ELECTRICO EN EL ISTMO CENTROAMERICANO EN EL PERIODO 1990-1993.

A. LA ENERGIA EN EL CONTEXTO ECONOMICO DEL PERIODO EN ESTUDIO

1. Entorno macroeconómico del Istmo Centroamericano^{1/}

Luego de un largo período de crecimiento económico dinámico y sostenido, en un marco de estabilidad cambiaria y de precios, los países del Istmo Centroamericano experimentaron diversos desequilibrios económicos, luego del segundo choque petrolero en 1979. De esta forma se inició en la región una década de crisis económica, caracterizada por el abultamiento de la deuda externa -- agravada por las altas tasas de interés internacionales--, el deterioro marcado de los precios internacionales de los principales productos de exportación, y las serias dificultades en la obtención de nuevos préstamos en el mercado financiero internacional. Esta situación se complicó aún más en Nicaragua, El Salvador, y en menor medida, en Guatemala, debido a la inestabilidad política y los conflictos bélicos que causaron profundos estragos en las economías de estos países; hacia finales de la década, Panamá sufrió una severa crisis política institucional. Estas dificultades internas debilitaron las relaciones económicas intrarregionales, lo que, aunado a la escasez de divisas, provocó la desarticulación del Mercado Común Centroamericano (MCCA).^{2/}

Durante la segunda mitad de los años ochenta se observó un cambio de orientación en las políticas económicas de la mayoría de los países hacia una mayor apertura comercial, privatizando algunas áreas del sector público y reduciendo, en general, las controladas por el Estado. Hacia finales del período, con la reducción de los conflictos bélicos y la incipiente recuperación económica de los países centroamericanos, comenzó a surgir un marcado interés por restablecer una mayor cooperación regional.

De esta forma, los países del Istmo Centroamericano, a pesar de sus diferencias, iniciaron el nuevo decenio con un proceso de ajuste estructural que mostraba algún grado de avance, con economías más expuestas a la competencia externa. Transcurridos los primeros cuatro años de esta década, se pueden identificar las siguientes características generales como las más sobresalientes en sus economías:

^{1/} Véase, CEPAL, *Centroamérica: Evolución Económica durante 1993* (LC/MEX/L.244/Rev.1), 14 de julio de 1994, *Panamá: Evolución Económica durante 1993* (LC/MEX/R.480), 10 de junio de 1994, y *Centroamérica: Evolución de la Integración Económica durante 1993* (LC/MEX/L.257), 3 de agosto de 1994.

^{2/} El MCCA comprendía en los años ochenta cuatro países: Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Nicaragua.

a) Proceso de convergencia de las políticas económicas, con mejoras en el manejo macroeconómico, y en los aspectos fiscales, monetario y financiero, apoyado por programas acordados con el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial. De ello debe relevarse el notable éxito en la reducción del déficit fiscal, y la importante desaceleración de la inflación.

b) Avances en el proceso de apertura comercial, a través de una reducción sustancial de la protección arancelaria, y de una liberalización financiera.

c) Esfuerzos importantes encaminados a profundizar la integración económica del Istmo Centroamericano, que culminaron con la aprobación del Protocolo de Guatemala en 1993.

Durante el período 1990-1993, el producto interno bruto (PIB) de la región mostró un crecimiento vigoroso de 4.5%, el cual puede dividirse en una fase de aceleración entre 1990 y 1992, y una reducción de la tasa de crecimiento en 1993, con diferencias marcadas entre países (véanse el cuadro 1 y el gráfico 1).^{3/} De esta forma, Panamá mostró una recuperación significativa, con un promedio de 7.9% durante el período, luego de la profunda crisis de 1989, lo que influyó la tasa promedio de crecimiento del Istmo, ya que luego siguieron Costa Rica y El Salvador, con promedios de 5% y 4.3%, respectivamente. Guatemala y Honduras lograron alcanzar un crecimiento del 4%, mientras que en el otro extremo, el producto de Nicaragua decreció casi en forma constante a una tasa promedio anual de -0.2%. El crecimiento del producto interno bruto de la región provino principalmente de la demanda interna, en especial desde 1991, y no exclusivamente de la demanda externa, que había sido la fuente de estímulo más dinámica en los años anteriores.

La población del Istmo durante el período aumentó a una tasa promedio anual de 2.8%, superior a la experimentada durante la década de los ochenta, en que alcanzó el 2.5% como promedio anual. Aun así, el PIB por habitante de la región mostró un proceso de recuperación sostenido, con un promedio en el período de referencia de 1.7%, luego de una década de reducción constante (véanse de nuevo el cuadro 1 y el gráfico 1). En forma similar al incremento de la producción, el PIB por habitante creció vigorosamente en Panamá con un 5.8%, siguiéndole Costa Rica, El Salvador, Guatemala y Honduras; sólo Nicaragua presentó una tasa negativa.

Las exportaciones totales de los países centroamericanos crecieron en forma continua durante el período, alcanzando en 1993 un monto de 5,133 millones de dólares. Son notables los esfuerzos que en el rubro del comercio exterior realizaron El Salvador y Costa Rica, con tasas de crecimiento promedio en las exportaciones del 12.7% y 8%, respectivamente. Por el contrario, Honduras y Nicaragua mostraron una disminución de sus exportaciones hacia el final del mismo período. Los productos tradicionales mantuvieron en esos años tendencias desfavorables en sus precios, especialmente el café, el azúcar y el algodón, en particular hacia finales del período. Con respecto al banano, el anuncio de la Unión Europea sobre la aplicación de restricciones, ensombreció el panorama de la producción de esta fruta. Sin embargo, las exportaciones de bienes no tradicionales, sobre todo agrícolas, mostraron una tendencia positiva, en particular las costarricenses. En el caso de Panamá, las exportaciones nacionales, sin incluir las reexportaciones de la Zona Libre de Colón, mostraron un crecimiento moderado del 4.6%, alcanzando 503 millones de dólares en 1993. Los

^{3/} Los cuadros y gráficos se localizan al final de cada capítulo.

productos tradicionales lograron recuperar en 1993 los valores de inicio del período, impulsados principalmente por las exportaciones de derivados del petróleo.

Por otro lado, es importante mencionar el incremento en los servicios turísticos en Costa Rica, Panamá y, en menor medida, en Guatemala. Asimismo, merece destacarse el sostenido ritmo de expansión de la actividad maquiladora en las zonas libres establecidas en El Salvador, Honduras, Guatemala y Costa Rica.

Las importaciones también mostraron una tendencia creciente, pero con una desaceleración en 1993, habiendo alcanzado en el último año la cifra de 8,531 millones de dólares, para los cinco países de Centroamérica. Costa Rica, Guatemala y el Salvador fueron los países que mostraron las tasas más altas de crecimiento de las adquisiciones. Por su lado, Panamá mostró una tendencia creciente en las importaciones destinadas al mercado nacional, habiendo alcanzado en 1993 un valor de 1,956 millones de dólares.^{4/}

El problema del desequilibrio externo se mantuvo durante el período como uno de los aspectos más preocupantes, a pesar de la captación de importantes recursos externos, en particular durante los dos últimos años. Es de notar el importante flujo de remesas privadas y de transferencias oficiales, así como los significativos montos de capitales privados de corto plazo y de algunas repatriaciones que, atraídos por las altas tasas de interés, experimentaron la mayoría de los países centroamericanos a partir de 1991. Panamá, por su lado, mantuvo un grueso volumen de entradas de capital financiero durante todo el período.

La deuda externa, 42% de la cual corresponde a Nicaragua, permaneció casi constante en el período 1990-1993, pues pasó de 26,420 millones de dólares a 26,402 millones.^{5/} Esto debido a que los países del Istmo Centroamericano realizaron diversos esfuerzos para reestructurar el endeudamiento externo. Sólo Nicaragua y Honduras aumentaron su deuda externa en el período de análisis. Es notorio mencionar la condonación de adeudos de El Salvador con los Estados Unidos y las renegociaciones de los demás países en el marco del Club de París, con diferente grado de éxito. Sin embargo, el servicio de la deuda externa sigue siendo un peso ostensible para los países del Istmo. Por su lado, los sectores privados de Costa Rica, El Salvador y Guatemala han aumentado su endeudamiento externo, debido a las menores tasas de interés en el extranjero y a ciertas facilidades administrativas.

La situación financiera de los gobiernos sufrió tensiones permanentes en la mayoría de los países. Los esfuerzos por disminuir el déficit fiscal tuvieron resultados variables durante el período, con una clara tendencia a la disminución, a excepción de Honduras, que en 1993 aumentó su déficit

^{4/} En el caso de Panamá cabe mencionar que el balance comercial de la actividad de la Zona Libre de Colón, así como el de servicios no factoriales, permite cubrir el déficit en el intercambio de bienes para el mercado nacional.

^{5/} En Guatemala, Nicaragua y Panamá, se refiere a la deuda externa pública total, no incluyendo la deuda externa privada.

fiscal. En ese año, Nicaragua y Honduras presentaron los desequilibrios fiscales más elevados. Merece especial mención el caso de Panamá, que redujo su déficit a menos del 1% del PIB el mismo año. Con respecto al control de la inflación, la región mostró avances notables, pues de tasas superiores al 20% en 1990, se lograron valores inferiores a esa cifra en el último año del período, a pesar de que en Nicaragua y Honduras las tasas repuntaron en ese año. Por su lado, Panamá mantuvo durante el período su característica estabilidad de precios. La política monetaria de los países de la región se concentró en ajustar la liquidez de la economía a niveles acordes con las metas de reducción de la inflación y del déficit fiscal.

En el campo de la cooperación regional, es importante destacar el incremento de los intercambios comerciales en el MCCA y los avances en la consolidación institucional de la integración económica del Istmo. Es así que, frente a la recesión internacional de comienzo del período, los países centroamericanos encontraron una mayor acogida para sus productos dentro del área. De esta forma, el comercio regional dentro del MCCA mostró una evolución robusta durante el período, habiéndose duplicado, pues el valor de las exportaciones al resto de Centroamérica pasó de 663 millones de dólares en 1990 a 1,154 millones en 1993, lo cual permitió recuperar los niveles más altos de interdependencia en el MCCA. Algunas de las razones que explican este desempeño son la reducción de aranceles, la reactivación económica en la mayoría de los países, la relativa abundancia de recursos externos y las políticas cambiarias flexibles en los países. Un evento de mucha importancia para la integración de la región fue la reincorporación de Honduras al área de libre comercio de Centroamérica en 1991. Este crecimiento en el comercio intrarregional ha hecho que Centroamérica se convierta en el segundo mercado de importancia para los países del área, luego del estadounidense. Sin embargo, es de notar que se mantienen algunas trabas al comercio intrarregional, debido a sobretasas arancelarias y a la deficiente organización aduanera.

Por su lado, el comercio de Panamá con el MCCA ha mostrado una tendencia creciente, siendo su principal socio comercial Costa Rica. Panamá es un comprador neto de productos agrícolas e industriales centroamericanos, teniendo generalmente un déficit comercial con el MCCA, el cual se elevó a 42 millones de dólares en 1993.

Con respecto al proceso de integración económica centroamericana, durante 1993 se dieron tres desarrollos institucionales con probables efectos en el futuro: i) la firma del Protocolo de Guatemala, que reforma el Tratado General de Integración Económica de 1960; ii) los avances de Costa Rica en sus negociaciones con México para la firma de un acuerdo comercial, y iii) los acuerdos entre El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua encaminados a agilizar el proceso de integración. Es importante mencionar que el Protocolo de Guatemala contempla el establecimiento de una zona de libre comercio, caracterizada por la libertad de movimientos de bienes y servicios, así como un Arancel Externo Común. Otro evento importante lo constituyó la firma del nuevo Protocolo de Integración por parte de Panamá, y su incorporación al Parlamento Centroamericano (PARLACEN).

2. Interdependencia de energía y economía en la región

Durante el período 1990-1993, la evolución de las economías del Istmo Centroamericano repercutió en el sector energía, particularmente con altas tasas de crecimiento en el consumo de los energéticos

comerciales (hidrocarburos y electricidad). Con el objeto de analizar la dinámica de este sector a nivel regional, es necesario recurrir a la utilización del balance energético global de toda América Central.^{6/}

Durante el período en estudio, la producción primaria total se mantuvo prácticamente constante, pues pasó de 71,948 bep en 1990 a 71,913 bep en 1993, lo cual refleja un estancamiento en la utilización de los recursos energéticos propios de la región. La producción de petróleo en el Istmo continúa siendo muy baja, y sólo se localiza en Guatemala. Sin embargo, la producción de fuentes hidráulicas y geotérmicas (para la producción de energía eléctrica) presentó un ligero incremento, habiendo aumentado su participación del 19% en 1990 al 21% en 1993. Por otro lado, la ponderación de la biomasa (leña, bagazo y otros desechos vegetales) disminuyó del 78% al 72% en el mismo período, manteniendo la misma tendencia decreciente de la década anterior.

El consumo total de la región, a nivel de energía final, aumentó un 3.2%, al crecer de 94,631 bep en 1990 a 103,766 bep en 1993, incluidas tanto las energías comerciales como las no comerciales. La fuente con una mayor participación durante el período fue la biomasa, con una proporción de alrededor del 58.8%, seguida por los derivados del petróleo (38.2%) y por la electricidad (8.7%). De la biomasa, el mayor consumo correspondió a la leña, utilizada en la mayoría de los hogares campesinos y en un segmento importante de la población urbana, en especial de las periferias. La otra parte de la biomasa corresponde a desechos vegetales (bagazo de caña, cascarilla de café y arroz, etc.) y a la leña consumida en los procesos agroindustriales. Las energías comerciales mantuvieron en 1993 sus posiciones relativas, ocupando el segundo lugar los derivados del petróleo con el 38.2% y, en tercero, la electricidad con un 8.7%.

Conviene anotar que el consumo total de derivados de petróleo creció de 38,794 miles de barriles en 1990 a 52,040 miles de barriles en 1993, con una alta tasa de crecimiento promedio en el período de 10.3%.^{7/} El consumo para usos finales, excluyendo los combustibles para generación de energía eléctrica, tuvo una tasa de crecimiento del 6.7%, mientras que el consumo de los combustibles para plantas térmicas casi se triplicó en el lapso de tres años.

En efecto, durante 1991 el consumo total creció en 8.9%, como consecuencia de la sequía imperante que obligó al uso intensivo de las plantas termoeléctricas. Pese a que durante 1992 la generación con dichas plantas continuó expandiéndose a un ritmo elevado, el consumo de combustibles por los usuarios finales fue el factor preponderante en la ampliación excepcional de la demanda total, en gran medida como resultado del crecimiento económico sensiblemente mayor que en años previos. En contraste, en 1993 el consumo para producción de electricidad disminuyó ligeramente (4%) y la demanda de los usuarios finales creció a un ritmo menor que en el año anterior.

^{6/} Se han utilizado los balances energéticos del Sistema de Información Económica Energética (SIEE) de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

^{7/} Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: Abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados al primer semestre de 1994 (LC/MEX/R.486/Rev.1).

Tres países de la región, Costa Rica, El Salvador y Guatemala, tuvieron tasas promedio de crecimiento en el consumo de derivados de petróleo, en el período 1990-1993, superiores al 10%. El Salvador mostró una altísima tasa (16.7%), debido principalmente a que el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica se multiplicó por un factor de 6. Razones similares explican también las altas tasas de crecimiento en Costa Rica y Guatemala.

Por otro lado, el consumo de electricidad se expandió 6.6%, al pasar de 11,752 GWh en 1990, a 14,253 GWh en 1993; el mayor crecimiento le correspondió a El Salvador, con una tasa de 9.2%, seguido por Guatemala, con 8.5%.

En la estructura del consumo de energía final, es interesante notar la dinámica que presentaron los diferentes sectores. La mayor participación le corresponde al sector residencial; sin embargo, su ponderación disminuyó del 55% al 51% en el período en análisis. El sector transporte aumentó su participación del 21% al 25%, mientras que el sector industrial disminuyó del 19% al 17%, en el mismo período.

Por otro lado, es importante notar que durante el período 1990-1993, el sector energía invirtió la tendencia experimentada en la década de los ochenta, la cual se caracterizó por un consumo per cápita decreciente y una intensidad energética creciente.

Así, el consumo de energía por habitante de la región aumentó marginalmente de 3.34 bep por habitante en 1990 a 3.37 en 1993, incluidas tanto las energías comerciales como las no comerciales. Este índice equivale a menos de la mitad del correspondiente a toda América Latina^{8/} y, en una mayor proporción, con respecto al de los países industrializados. Ahora bien, por lo que se refiere al consumo por habitante de derivados del petróleo y de electricidad, estos índices presentaron incrementos, pues el primero pasó de 1.4 barriles/hab en 1990 a 1.7 barriles/hab en 1993, mientras que el segundo creció de 414 Kwh/hab a 463 Kwh/hab en el mismo período. Este crecimiento en los consumos de los energéticos comerciales están íntimamente relacionado con el repunte de la actividad económica en la región en el período de estudio.

Por otro lado, para analizar la eficiencia en la utilización de la energía en la generación del PIB, se utiliza el concepto de intensidad energética, el cual se define como la relación entre el consumo total de energía en bep y el PIB en millones de dólares, a precios de 1980. Este factor presentó una ligera mejoría, pues pasó de 3.78 bep por millón de dólares del PIB en 1990 a 3.62 en 1993, lo cual implica un incremento de la eficiencia en el uso de la energía. Sin embargo, a pesar del mejoramiento en la intensidad energética de la región, ésta todavía es muy superior a los valores de otros países de América Latina. Entre los factores que explican esta situación se pueden mencionar, en el caso del sector industrial: reducción de los niveles de inversión y mantenimiento en el parque industrial, bajo nivel de utilización de la capacidad existente, obsolescencia de las tecnología utilizadas, etc. Por su lado, en el sector transporte inciden los siguientes factores: falta de mantenimiento de los vehículos, situación de la red de carreteras, edad del parque vehicular,

^{8/} Algunos ejemplos del consumo per cápita de otros países de América Latina en 1992, en bep/hab, son: Argentina 7, México 6.5, Brasil 5.5.

importación de vehículos de segunda mano con altos consumos específicos, ineficiente organización del transporte urbano, deficiente sistema de transporte colectivo, etc. También incide en la alta intensidad energética de la región: la baja eficiencia en la utilización de la biomasa para la cocción de los alimentos, la falta de una política de uso eficiente de energía aplicada a las importaciones del parque de transporte, de los sistemas de refrigeración y climatización, y de los electrodomésticos, etc.

B. EL SUBSECTOR ELECTRICO

1. Sistemas interconectados nacionales

a) Características de los sistemas eléctricos

Los sistemas interconectados nacionales están constituidos por un conjunto de centrales generadoras hidráulicas, geotérmicas y térmicas, unidas por redes troncales de transmisión de 115, 138 y 230 kV. Sin embargo, existen pequeños sistemas que se encuentran todavía aislados. Los sistemas nacionales están a su vez interconectados internacionalmente a 230 kV.

Los sistemas eléctricos del Istmo presentan una configuración radial y sus distancias de transmisión son relativamente largas, principalmente entre las centrales hidroeléctricas y los centros de carga. Ello, en función básicamente de la geografía de la región, así como de la ubicación relativa de las centrales hidroeléctricas, de las mayores concentraciones poblacionales y de la consecuente actividad económica. Esta configuración eléctrica corresponde a los denominados sistemas débiles, los cuales requieren de mayores compensaciones y controles, en comparación con los sistemas en mallas.

b) Evolución del consumo de energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano creció a razón de una tasa promedio anual del 6.6%, en el período 1990-1993, habiendo tenido su mayor aumento en el año de 1993, con una tasa del 8.0%. Es importante notar que este incremento en la demanda de energía eléctrica fue superior a la tasa de crecimiento del PIB, la cual alcanzó 4.5% en el mismo período. La evolución del consumo de electricidad supera a la acontecida en la década anterior, en la que se obtuvieron tasas del 4.3% entre 1980 y 1985, y 5.2% entre 1985 y 1990. En términos absolutos el crecimiento de las ventas fue de 2,500 Gwh, habiéndose alcanzado en el último año un valor de 14,253 Gwh. El mayor mercado de energía eléctrica en la región es el de Costa Rica, seguido, en orden decreciente, por Guatemala, Panamá, El Salvador, Honduras y Nicaragua. Las mayores tasas de crecimiento fueron las de El Salvador, con 9.2%, y a Guatemala con 8.5%. Las menores correspondieron a Costa Rica, con un 5.8%, y Nicaragua, con un 1.1%. En el resto de países, las tasas fluctuaron alrededor del 6.7%

Las ventas de energía eléctrica en Costa Rica se incrementaron anualmente a un ritmo promedio de 5.8% durante el período 1990-1993. Si bien dicho crecimiento fue bajo en 1991, en los dos años subsiguientes se obtuvieron tasas del 7.1%. En términos absolutos, el consumo en 1993 alcanzó los 3,910 GWh, como resultado de un incremento de 605 GWh en el período analizado. Las mayores contribuciones a este crecimiento fueron aportadas por los sectores industrial y residencial, ya que dichos sectores presentaron tasas de crecimiento en el período, de 9.1% y de 4.7%, respectivamente. Con respecto a la estructura del consumo, los diferentes sectores mantuvieron sus posiciones relativas, de forma tal que el mayor consumidor correspondió al sector residencial (45.8%), seguido por los sectores industrial (30.6%) y comercial (20.2%). Una característica específica de este país es la alta participación del sector residencial en el consumo total, debido al fuerte uso de la energía eléctrica para cocción de los alimentos. En el año 1992, el número de usuarios servidos fue de 742,800, lo cual implicó una tasa de crecimiento anual entre 1990 y 1992 del 5.3%, la cual es baja si se compara con las alcanzadas en los años ochenta, que fueron cercanas al 6.4%. Esto se explica por el alto índice de electrificación de Costa Rica, que ha superado el 90%. Por su parte, la demanda máxima presentó una tasa promedio de crecimiento en el período del 6.1%, habiendo llegado a 814 MW en 1993.

En el caso de El Salvador, la tasa de crecimiento del consumo de electricidad, durante el período 1990-1993, fue la mayor del Istmo Centroamericano, con un 9.2%, habiendo alcanzado 2,379 GWh en 1993. Si bien el crecimiento obtenido en los años 91 y 92 fue elevado, con tasas de alrededor del 6%, en 1993 el consumo de electricidad presentó un crecimiento muy fuerte, alcanzando el 16.1%. Esto se explica por la demanda restringida que se tuvo en los años anteriores y por el proceso de reactivación económica del país. Aunque todos los sectores experimentaron notorios crecimientos en 1993, resalta el industrial con una tasa del 20.9%. Sin embargo, durante el período en estudio el sector comercial fue el que más participó en este elevado aumento del consumo de electricidad. Con relación a la estructura del consumo, salvo pequeñas diferencias, ésta mantuvo su comportamiento histórico, es decir, el sector residencial con el 34.0%, el industrial con el 30%, y el comercial con el 16.5%. Por otra parte, en el lapso comprendido entre 1990 y 1992 se conectaron cerca de 84,000 nuevos abonados, de forma tal que en este último año el número de usuarios llegó a 696,700. Con respecto a la demanda máxima, ésta alcanzó 530 MW en 1993, con una tasa de crecimiento del 8.8% en el período en estudio.

En Guatemala las ventas de energía eléctrica se situaron en 1993 en el orden de los 2,535 Gwh, tras alcanzar una tasa de crecimiento del 8.5%, en el período 1990-1993. Este comportamiento obedece al alto crecimiento alcanzado en 1992, con una tasa del 12.7%, en la que el sector industrial obtuvo un 15.8%. En la estructura del consumo, los diferentes sectores mantuvieron su participación histórica, manteniéndose la importancia del sector industrial (33.9%) y el residencial (30.7%). El número de usuarios se incrementó en 127,000 entre 1990 y 1993, alcanzando en el último año 796,100. Por su lado, la demanda máxima tuvo un comportamiento superior al mostrado en los años ochenta (5.2%), al registrar en el período una tasa promedio anual del 8.6%. La demanda máxima en 1993 registró 579 MW.

La tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica de Honduras fue del 6.7%, habiendo pasado de 1,490 GWh en 1990 a 1,820 GWh en 1993. El sector industrial, con tasas anuales de crecimiento mayores del 8.5% (12.3% en 1992), coadyuvó a este crecimiento. Por otro lado, todos los sectores mantuvieron estable su influencia dentro de la estructura del consumo, siendo importante

mencionar que el sector industrial (35.7%) y el sector residencial (32.3%), representan el 68% de las ventas de energía eléctrica. El número total de usuarios aumentó de 314 mil en 1990 a 362 mil en 1992, para una crecimiento promedio anual del 7%. La demanda máxima mantuvo su ritmo de crecimiento cercano al 8.4% en el período 1990-1993, porcentaje que se logra desde 1980. En 1993 la demanda máxima registró 450 MW.

El país con la menor tasa de crecimiento en el consumo fue Nicaragua, ya que sólo se incrementó 1.1% durante el período en estudio. El comportamiento del consumo de electricidad fue muy peculiar, ya que en los años 1990 y 1991 la demanda alcanzó un promedio de 1,090 GWh, mientras que en 1992 y 1993, tal variable se fijó en la cantidad de 1,125 GWh. Ello denota que en un lapso de cuatro años, el consumo se incrementó tan sólo 35 GWh. Todos los sectores tuvieron un comportamiento errático, sin tendencia alguna, como el sector comercial, que tuvo una tasa negativa del 30.8% en 1991, mientras que en 1993 experimentó una tasa positiva del 47.2%. Durante el período, los sectores residencial y comercial tuvieron crecimientos del 6% y del 3.8%, respectivamente; sin embargo, el sector industrial presentó un decrecimiento del 10.3%, producto de la situación económica de este país. Con respecto a la estructura del consumo, el sector residencial ha ganado 5 puntos porcentuales, fijándose en un valor de 39.1% en 1993; mientras, el industrial tuvo un comportamiento inverso al pasar de 25.9% en 1990 al 18.0% en 1993. Por su parte, el sector comercial (18%) ocupa el segundo lugar en la estructura de consumo. El número de usuarios, en el lapso de 1990-1992, creció en cerca de 38,000, habiendo alcanzado en 1992 un total de 331,300; la tasa de crecimiento anual de esta variable ha sido del 6.2%. La demanda máxima presentó una tasa de crecimiento promedio del 5.3% en el período 90-93, de forma que alcanzó 296 MW en 1993.

En el caso de Panamá, la tasa de crecimiento anual promedio de la ventas de electricidad durante el período fue del 6.5%. En valor absoluto, esta variable creció 428 GWh, habiendo alcanzado en 1993 un valor de 2,481 GWh. Tal comportamiento fue debido al impulso que tuvieron tanto el sector industrial (13.9%) como el comercial (9.8%). Con relación a la estructura del consumo, los sectores comercial (33.8%) y residencial (30.2%) mantuvieron las primeras posiciones. El número de usuarios creció en 37,000 abonados, a una tasa anual del 3.7%; por lo cual el valor alcanzado en 1993 fue de 360,300 usuarios. La demanda máxima tuvo una tasa de crecimiento promedio del 5.3% en el período, habiendo llegado a 541 MW en 1993.

Por otro lado, al comparar las tasas de incremento del consumo y de la demanda máxima, se advierte que, cuando la primera resulta mayor que la segunda, hay una tendencia a que mejore el factor de carga del sistema; en caso contrario, dicho factor disminuye, aumentando en consecuencia los requerimientos de pico. En el caso del Istmo Centroamericano, el factor de carga, que inició la década de los noventa con un valor de 61.9% (valor máximo histórico), decayó a 59.6% en 1992, para luego repuntar a 61.4% en 1993. Estas variaciones se explican por los racionamientos ocurridos entre 1991 y 1992 en los países de la región. Al analizar los datos de los diferentes sistemas, se puede observar que la mayoría de los países mantuvieron estables los factores de carga, correspondiendo los valores más altos a Nicaragua y Panamá, con un 67%.

c) Índice de electrificación

El índice de electrificación señala la cobertura del servicio eléctrico en un país, al relacionar el número de usuarios del sector residencial con el número total de familias, de acuerdo a las estimaciones de los censos nacionales. En el Istmo Centroamericano, este índice pasó del 45% en 1990, al 50% en 1993, como resultado de los programas de electrificación de los diferentes países. En 1993 el número de clientes del servicio eléctrico se estimó en 3.4 millones, de los cuales 3 millones los constituyeron usuarios residenciales. Sin embargo, el mercado potencial de energía eléctrica continúa siendo grande, ya que aún resta la mitad de la población sin el respectivo servicio.

Los índices de electrificación aumentaron en todos los países de la región. Especial mención merece Costa Rica, cuya cobertura del servicio eléctrico llegó al 92.4% en 1992, valor que está muy por encima del resto de los países. A continuación, el índice de electrificación alcanzó en Panamá 60.9% y en El Salvador 60.3%. Los demás países presentan los siguientes valores para 1992: Nicaragua con 48.9%, Honduras con 39.3% y Guatemala con 36%.

d) Evolución de la estructura y del balance de generación

Los países de la región contaban con una capacidad instalada, al 31 de diciembre de 1993, de 4,654 MW, con una estructura en que la componente hidroeléctrica era mayoritaria (58.9%), seguida por las turbinas de gas y plantas de combustión interna (25.6%). Las plantas de vapor (11.7%) y geotérmicas (3.8%) complementaban el sistema generador del Istmo.

En el período 1990-1993 se instalaron en la región 536 MW, de los cuales el 87.5% correspondieron a turbinas de gas y centrales de combustión interna. Es importante resaltar que estas adiciones térmicas se realizaron, en su gran mayoría, con el objeto de aminorar o evitar situaciones de desabastecimiento en los países, no obedeciendo a una planificación al largo plazo, cuyo objetivo fuera la minimización de costos. Por esta razón, las tecnologías utilizadas corresponden a plantas de rápida instalación. Estas nuevas centrales significaron un crecimiento en la capacidad instalada de tan solo el 4.2%.

También debe mencionarse que al inicio de la década el parque térmico existente se encontraba en condiciones críticas, por falta de mantenimiento u obsolescencia técnica. Esta situación obligó a los países a planificar vastos programas de rehabilitación, que en algunos casos no han sido finalizados por problemas de índole administrativa o financiera.

El único país en la región que instaló plantas hidroeléctricas (40 MW) en el período 1990-1993 fue Costa Rica, habiendo representado el 26.6% de la capacidad total nueva, la cual alcanzó los 153 MW. Las principales adiciones correspondieron a tres turbinas de gas (108 MW), que entraron en operación en 1991, y a la central hidroeléctrica de El Sandillal (32 MW), a finales de 1992. Además de ser el país con la mayor capacidad instalada en el Istmo, también es el que posee la componente hidroeléctrica más elevada, la cual en 1993 representó el 75.7% del total.

En El Salvador se instalaron durante el período de estudio 168 MW en turbinas de gas y 10 MW en una central geotérmica. De esta forma, en la estructura del sistema generador las

turbinas de gas incrementaron su participación al 32%, mientras que las centrales hidroeléctricas perdieron influencia al pasar de 59.7 al 47.5%, en el término de 3 años. Como aspecto importante debe mencionarse que el esfuerzo realizado por este país al incrementar su capacidad total, tuvo efectos positivos para el abastecimiento de electricidad. Estas acciones permitieron al subsector eléctrico, por una parte, atender el crecimiento del consumo y satisfacer la demanda restringida y, por la otra, disminuir los riesgos de racionamiento, que anteriormente eran frecuentes debido a actos de sabotaje.

En el caso de Guatemala, las adiciones de capacidad instalada en el período (180 Mw) se resumen en una turbina STIG (50 MW), y centrales de cogeneración (20 MW), lo cual se complementa con la instalación del primer autoprodutor privado^{9/} en la región (110 MW). Estas adiciones implicaron que la participación hidroeléctrica se redujera del 60.4% en 1990 al 49.0% en 1993.

Desde la entrada en operación de la central hidroeléctrica Francisco Morazán, la capacidad instalada efectiva en Honduras no ha tenido nuevas adiciones, más bien se ha venido reduciendo como consecuencia de la falta de mantenimiento de las unidades térmicas existentes, y la salida de operación de algunas de ellas.^{10/}

Nicaragua aumentó su capacidad instalada en forma muy marginal, ya que la única adición en el período 1990-1993 fue una turbina de gas de 27 MW, la cual entró en operación en 1992.

En el caso de Panamá, como en Honduras, no hubo adiciones en la capacidad de generación del país, en el período de análisis. Sin embargo, merecen destacarse las obras realizadas para incrementar la altura de la central hidroeléctrica Fortuna, lo que permitirá aumentar la producción de energía de dicha central, y disminuir los derrames, a partir del invierno de 1994.

La oferta disponible de energía eléctrica se compone de generación local, más importaciones netas y, en el caso de Costa Rica, Guatemala, y Panamá, de las compras a terceras empresas locales. Es importante notar que la generación neta total del Istmo Centroamericano aumentó a un ritmo promedio anual del 6.8%, superior a las tasas de crecimiento del PIB y de la población. En 1993, la generación neta total de la región alcanzó los 17,250 GWh. La componente hidroeléctrica continúa teniendo una participación mayoritaria en la generación, aunque con una tendencia decreciente, pues su parte proporcional pasó del 85.8% en 1990 al 72.1% en 1993. Esta reducción fue compensada por el incremento en las turbinas de gas y plantas diesel, cuya participación creció del 1.7% en 1990 al 13.8% en 1993. Las plantas de vapor también incrementaron marginalmente su participación en la producción total, del 7% en 1990 al 10% en 1993, dado que su capacidad instalada no fue incrementada. El recurso geotérmico, que en la década de los ochenta tuvo sus mayores crecimientos, alcanzó su máximo absoluto en 1991 con 819 GWh, pero sólo representó un 4.2% de la producción regional en 1993.

^{9/} Se trata de la empresa estadounidense ENRON.

^{10/} Con respecto a Honduras, es importante mencionar que durante 1994 se estableció un programa de racionamiento muy fuerte, debido a la sequía que sufrió la región, y a los problemas de las centrales térmicas existentes.

En Costa Rica, la producción neta de energía creció a un ritmo promedio anual del 7.4%, con un máximo en el año 1992 del 8.8%, tasa que se redujo al 5.8% en 1993. El valor alcanzado en este último año fue de 4,384 GWh. La componente hidroeléctrica mantuvo su posición mayoritaria; sin embargo, presentó una tendencia decreciente, pues pasó del 98.7% en 1990 al 90.2% en 1993, como consecuencia, tanto de la presencia del fenómeno de la corriente del niño, como del incremento en la generación de las turbinas de gas, la cual aumentó del 1.3% en 1990 al 9.0% en 1993, con un máximo del 13.1% en 1992. Por otro lado, Costa Rica realizó exportaciones del orden de los 216 GWh durante los tres primeros años (1990 a 1992), las cuales correspondieron principalmente a ventas para Nicaragua. Durante 1993, los niveles de intercambio fueron mínimos.

En el caso de El Salvador, la producción neta experimentó un incremento positivo del 7.9%, ya que pasó de 2,164 GWh en 1990, a 2,718 GWh en 1993. Este ritmo de crecimiento estuvo muy por encima de los registros históricos, los cuales habían alcanzado el 2.9% entre 1980 y 1985, y del 5.6% en el quinquenio siguiente. Esta alta tasa fue particularmente alcanzada gracias a la generación de las turbinas de gas en 1993 (100 GWh). Estas dieron un apoyo al sistema eléctrico, apoyo que no se tuvo en los años 91 y 92, en que hubo racionamientos de energía eléctrica por los bajos aportes a los embalses de regulación. Como complemento para satisfacer las necesidades de energía eléctrica, El Salvador importó 138 GWh en el período 1990-1993, correspondiendo el 95% a los dos últimos años. También se dieron exportaciones de energía eléctrica en apoyo al sistema eléctrico de Guatemala por 68 GWh, en el mismo período.

La producción de energía en Guatemala experimentó una tasa de crecimiento durante el período del 9.3%, habiendo pasado de 2,318 GWh en 1990 a 3,030 GWh en 1993. Este ritmo de crecimiento fue semejante al observado en el último quinquenio de los ochenta. La producción hidroeléctrica, que se mantuvo a lo largo del período en un promedio de 1920 Gwh/año, fue complementada por la fuerte producción de las turbinas de gas (770 Gwh/año en 1992 y 1993), pues las plantas de vapor mantuvieron su aporte en forma constante (266 Gwh/año). La componente hidroeléctrica, que había logrado representar el 92.3% en 1990, cayó al 63.8% al final del período analizado. Por otro lado, es notoria la alta participación de las turbinas de gas en 1993 (28.6%), al compararla con el 4.2% obtenido en 1990. Para equilibrar la oferta de energía eléctrica durante el período, Guatemala tuvo intercambio de energía eléctrica con El Salvador, tal como se describió anteriormente. Estos intercambios favorecieron a ambos países, pues se pudo transferir energía eléctrica en períodos de lluvia y se dieron apoyo mutuo en situaciones de emergencia. Adicional a ello, se hicieron compras de 645 Gwh en el año 1993 a los autoprodutores (92%) y a los cogeneradores (8%).

En el caso de Honduras, la producción neta experimentó un crecimiento del 3%, al incrementarse de 2,274 GWh en 1990 a 2,482 GWh en 1993. La producción de las centrales hidroeléctricas abasteció la totalidad del consumo durante los dos primeros años, y en una proporción superior al 91% en los dos últimos años. En consecuencia, el parque térmico entró en operación durante los años 1990 y 1991, sólo para cumplir ciertas restricciones técnicas necesarias para asegurar la disponibilidad de estas centrales. Sin embargo, a partir de 1992, dicho parque apoyó al sistema en forma creciente, de modo que en el último año participó con un 9%. Conviene mencionar que el crecimiento mencionado de la generación neta del 3.0% no hubiera sido posible, si se hubiesen adoptado prácticas racionales en la operación del embalse de El Cajón. Honduras fue el más importante exportador de energía en la región durante los años 90 y 91, en los que el balance

neto fue de 548 GWh enviados al resto de países del bloque sur, situación que se revirtió en los siguientes dos años, en que importó 57 GWh. Las exportaciones fueron suspendidas a partir de 1992, ante la previsión de problemas de desabastecimiento, que al ocurrieron hasta 1994.

Nicaragua incrementó la generación de energía eléctrica de 1,251 GWh en 1990 a 1,537 GWh en 1993, para alcanzar una tasa de crecimiento promedio anual del 7.1%. La componente de generación en base a los recursos naturales, hidroelectricidad y geotérmica, disminuyó su participación, pues pasó del 61% al inicio de la década al 56% en 1993. Conviene mencionar que la producción hidroeléctrica se vio afectada en los años 1991 y 1992, por el fenómeno de la corriente niño. Por su parte, la componente térmica aumentó su participación del 39% al 43%, en el período de análisis. Para complementar los requerimientos de energía eléctrica, este país importó cerca de 210 GWh en el período 1990 a 1992, principalmente de Honduras y Costa Rica, aunque en 1993 registró una exportación de 62 GWh.

En el caso de Panamá, la producción de energía eléctrica fue en 1993 de 3,098 GWh, habiendo conseguido evolucionar a una tasa promedio anual del 5.7%, a partir de 1990. En cuanto a la participación de los diferentes tipos de centrales, la componente hidroeléctrica fue la que tuvo mayores aportes al abastecimiento de electricidad; sin embargo, redujo su participación del 84% en 1990 al 74% en 1993. Por su parte, las centrales térmicas, en particular las turbinas de gas, aumentaron su participación del 16% al 26% en el mismo período. La producción hidroeléctrica experimentó una fuerte reducción en el año de 1992, debido al fenómeno de la corriente del niño. Panamá ha sido tradicionalmente un importador de energía eléctrica; ello se evidenció en el período 1990-1993, en que se realizaron compras de electricidad de 215 GWh, mayoritariamente en los dos primeros años.

Entre las causas que han propiciado el racionamiento eléctrico en la mayoría de los países del Istmo, a partir de 1991, se puede enumerar: la reducción de la producción hidroeléctrica provocada por el "fenómeno de la corriente del niño", que influyó en la tardanza en la entrada de época de lluvias, el alargamiento de la época de la "canícula", y la consiguiente presencia de meses hidrológicamente secos, que impidieron el llenado de los embalses de las plantas hidroeléctricas de regulación. También debe mencionarse el aplazamiento del mantenimiento de las centrales existentes, el consecuente deterioro cada vez mayor del parque térmico, así como el notable rezago en la instalación de nuevas plantas con respecto al crecimiento de la demanda.

e) Índice de pérdidas

Las pérdidas de los sistemas eléctricos de la región continuaron presentando una tendencia creciente en el período en estudio. El índice de pérdidas a nivel regional pasó del 17.1% en 1990 al 17.8% en 1993, el cual es alto en comparación con los valores normalmente esperados de sistemas eléctricos eficientes. Sin embargo, la situación es más crítica al ser analizada por país, ya que tres sistemas tienen pérdidas de entre el 22% y el 28%. Costa Rica mantiene su posición con el menor índice de pérdidas, que alcanzó 10.8% en 1993. Los índices más altos se presentaron en Honduras con el 28%, Nicaragua con el 24.3% y Panamá con el 22.3%, todos en el último año en estudio. En el resto de los países, los índices alcanzaron niveles intermedios en 1993: El Salvador con 15% y Guatemala con 14%.

Entre los factores que continúan afectando el nivel de pérdidas, en particular en aquellos países con altos índices, se pueden enumerar los siguientes: debilidad en las áreas comerciales de las empresas eléctricas, sobrecarga en los circuitos de distribución, falta de control de las pérdidas no técnicas (sustracción indebida de electricidad), medición inadecuada, sistemas de facturación ineficientes, etc. Por otro lado, la falta de recursos financieros de las empresas eléctricas ha continuado impidiendo la ejecución de los trabajos de mantenimiento y rehabilitación de los circuitos de distribución.

f) Consumo de combustibles

Como una consecuencia de la baja producción hidroeléctrica y la inclusión de nuevas centrales térmicas, el uso de combustibles para la generación de energía eléctrica se triplicó entre 1990 (2.5 millones de barriles) y 1993 (7.5 millones de barriles). En cuanto a la estructura, el búnker C, que en 1990 cubría el 84% de las necesidades, ha limitado su participación al 50%, debido al auge del uso del diesel en las turbinas de gas y plantas de combustión interna. De esa forma, el consumo de diesel y diesel marino aumentó de 391.7 miles de barriles en 1990 a 3,708.5 miles de barriles en 1993. Cabe señalar que el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica tiene fuerte impacto sobre los balances de hidrocarburos a nivel de cada país. Esto incide directamente en los factores de utilización de las respectivas refinerías locales.

En Costa Rica el consumo de derivados del petróleo para la generación eléctrica continúa siendo bajo, aunque ya reporta volúmenes significativos si se compara con los registrados en la década anterior. Por ejemplo, el consumo en 1985 fue de sólo 9,400 barriles, en tanto que en 1990 y 1992 se registraron consumos del orden de 110 miles y 1,275 miles de barriles respectivamente. En 1993, el consumo alcanzó los 929 miles de barriles, la mayor parte del cual corresponde al diesel consumido en las turbinas de gas de Moín.

En el caso de El Salvador, el uso intensivo de las centrales termoeléctricas, como consecuencia de la disminución en la producción de las plantas hidroeléctricas, incrementó en forma muy significativa el consumo de combustibles, que pasó de 311 miles de barriles en 1990 a 1,885 miles de barriles en 1993. Su composición también cambió en el lapso de tres años, ya que en el último año el diesel registró una participación del 60%.

Guatemala, al igual que la mayoría de los países del Istmo Centroamericano, incrementó el volumen de combustible consumido, de 150 miles de barriles en 1990 a 1,042 miles de barriles en 1993, multiplicándolo por un factor cercano a siete. El mayor consumo de combustibles en 1993 correspondió al búnker C, con un 51%, pero este combustible ha venido perdiendo presencia, ya que en 1990 representaba el 83.0%. Esto se explica por la importancia alcanzada en la producción de las turbinas de gas.

Debido a la alta participación de la producción hidroeléctrica en Honduras, los consumos de combustibles en los dos primeros años fueron marginales. Sin embargo, durante los años 1992 y 1993 se consumieron 205,700 y 378,600 barriles de combustible, principalmente de diesel.

El consumo de derivados del petróleo en Nicaragua para la producción de electricidad se incrementó en el lapso 1990-1993, en 365 miles de barriles, mayoritariamente búnker C (99%). El consumo en 1993 correspondió a 1,408 de barriles.

Panamá tampoco fue la excepción del Istmo, ya que el consumo de combustibles para generación eléctrica se duplicó al pasar de 895,000 barriles en 1990 a 1,876 barriles en 1993. La estructura correspondió a un 52% de búnker C, un 28% de diesel marino y un 20% de diesel, en el último año.

g) Aspectos económicos y financieros

La mayor parte de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano han afrontado, en alguna medida, problemas de tipo financiero, administrativo e institucional, los cuales se han convertido en un obstáculo para el desarrollo del subsector eléctrico de los países.

En el aspecto financiero, el principal problema radica en la generación insuficiente de recursos para hacer frente, tanto a los gastos de operación, mantenimiento y administración, como a los correspondientes a la expansión de los sistemas y a la carga del servicio de la deuda. Aunque existe pleno conocimiento en los niveles de la necesidad de buscar tarifas que se aproximen a los costos marginales,^{11/} las recomendaciones que han emanado de los departamentos técnicos de las empresas no siempre se aprueban en el tiempo adecuado. El alto costo político, que en la mayoría de los países tienen las decisiones de incremento tarifario, así como, en muchos casos, la inexistencia de procedimientos transparentes a los usuarios para la fijación de tarifas, han ocasionado el atraso por prolongados períodos de los ajustes tarifarios, lo cual se ha traducido en un deterioro generalizado de todas las actividades ligadas con el desarrollo de los subsectores eléctricos.

Lo anterior se ha manifestado en el rezago que han sufrido los planes de equipamiento de las empresas y en los racionamientos y situaciones de desabastecimiento eléctrico de diferente magnitud e intensidad, que se han presentado en cinco países en el período 1990-1993.

Merece destacarse la situación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), institución que ha podido mantener activos sus programas de expansión, poniendo en operación a finales de 1992 el proyecto El Sandillal (32 MW), y construyéndose en 1993 la primera unidad geotérmica de Miravalles (55 MW),^{12/} y los proyectos hidroeléctricos Toro I y II y Daniel Gutiérrez. Adicionalmente, se tienen aprobados los financiamientos para los proyectos que entrarán en operación para el año 2000.

Los problemas financieros van evidentemente ligados a problemas de orden institucional y administrativo que han enfrentado las empresas, los cuales representan barreras para mejorar la

^{11/} Incluso por la importancia de tener un consenso en los aspectos tarifarios y buscar la separación de los aspectos políticos, las empresas eléctricas de la región, en el seno del CEAC, aprobaron en 1993 la metodología denominada Tarifa Unificada para América Central (TUCA).

^{12/} Esta central entró en operación en marzo de 1994.

eficiencia de las actividades generales del subsector. En los siguientes literales se analizan, primero, los procesos de reforma institucional que están emprendiendo los países y, posteriormente, la participación privada en la generación de energía eléctrica, como la principal fuente alterna de financiamiento a que están recurriendo los países de la región.

h) Reforma a los marcos regulatorios

Hacia finales de la década de los ochenta, la gran mayoría de las empresas eléctricas públicas de la región tenían serias limitaciones en los aspectos institucionales, económicos y financieros. Se identificaron como los principales problemas: i) falta de autonomía empresarial; ii) excesiva interferencia de las autoridades gubernamentales en los aspectos operativos; iii) insuficiente generación de recursos internos debido a la utilización de las tarifas para satisfacer objetivos macroeconómicos, políticos o de equidad, y iv) ineficiencia productiva y asignativa de las empresas, reflejada en las altas tasas de pérdidas eléctricas, el elevado número de personal, la reducción de las tasas de rentabilidad sobre activos, el bajo factor de cobertura del servicio de la deuda, etc.^{13/}

Al inicio de los noventa, los diferentes programas de ajuste acordados por los países de la región con los organismos internacionales, comenzaron a incluir la ejecución de reformas en los respectivos sectores energéticos. Esto fue motivado por razones internas y externas a los países. En primer lugar, la necesidad de reducir los déficit fiscales de los gobiernos implicaba la eliminación de las transferencias a las empresas eléctricas, para cubrir los faltantes de sus presupuestos provocados por el bajo nivel de las tarifas; por lo tanto, las empresas debían comenzar a buscar su eficiencia productiva y asignativa, a través de una serie de acciones como aumento de tarifas, incremento de la productividad, etc. En segundo lugar, por decisión propia de los organismos financieros multilaterales y bilaterales, el financiamiento externo para los proyectos energéticos fue drásticamente reducido; en su lugar, dichos organismos comenzaron a propiciar la entrada de capitales privados en el sector energía, a fin de cubrir la brecha que aparecía entre fondos disponibles y requerimientos de inversión.

De esta forma, durante el período comprendido entre 1990 hasta mediados de 1994, se adelantaron en la región diferentes estudios para proceder a la reforma de los subsectores eléctricos, financiados por organismos multilaterales y bilaterales. Sin embargo, estos esfuerzos han presentado algunas dificultades, pudiéndose enumerar las siguientes:

- Los estudios han sido llevados a cabo por consultores externos a la región, quienes en la mayoría de los casos pretendieron copiar experiencias de países del Cono Sur de América Latina, sin tomar en consideración las diferencias en los aspectos técnicos, económicos, institucionales, legales y, sobre todo, la aguda escasez de personal profesional calificado a todos los niveles que se experimenta en América Central.

^{13/} Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: Evolución y Perspectivas del Subsector Eléctrico y Posibilidades para lograr una mayor Integración (1980-2000) (LC/MEX/L.144 (CCE/SC.5/GRIE/ XIV/3), 24 de octubre de 1990.

- Los organismos multilaterales y bilaterales, por su parte, promocionaron dentro de los estudios reformas en las estructuras^{14/} de los subsectores eléctricos, para las cuales no existe garantía de alcanzar la eficiencia productiva, asignativa ni estructural de los mismos.^{15/}
- Los objetivos principales que deberían estar contemplados en toda reforma del subsector eléctrico abarcan: i) separación de los papeles del Estado en las áreas normativas, regulatorias y empresariales; ii) aseguramiento de una estructura eficiente de la industria y de la eficiencia productiva y asignativa en las empresas eléctricas, independientemente de su régimen de propiedad; iii) corporativización de las empresas que mantienen su calidad pública; iv) promoción de capitales privados en el subsector eléctrico, y v) definición de mecanismos reglamentarios apropiados, a fin de asegurar un funcionamiento eficiente de la industria. Estos objetivos dejaron de ser los puntos clave a considerarse en las reformas, pues en la mayoría de los casos se agregaron propuestas de cambios estructurales de las empresas eléctricas, que seguían más esquemas preconcebidos que soluciones pragmáticas a los problemas existentes, creando situaciones conflictivas.
- En general, la mayoría de las empresas eléctricas no estaban preparadas para actuar como contraparte de los consultores en los respectivos estudios ya que no contaban dentro de su personal con profesionales especializados en el tema de regulación de empresas eléctricas. Una situación similar ocurrió en las negociaciones con los organismos multilaterales y bilaterales.

A mediados de 1994, el avance de las reformas en los subsectores eléctricos de la región era disímil. En este sentido, se puede clasificar a los países de la siguiente manera:

- i) Costa Rica. Reformas aprobadas a nivel legislativo.
- ii) El Salvador, Honduras^{16/} y Nicaragua. Anteproyectos de ley realizados o en preparación.
- iii) Guatemala y Panamá. Estudios aún no aprobados o en ejecución.

Se describe a continuación sólo la reforma del subsector eléctrico de Costa Rica, ya que es la única con fuerza de ley por haber sido aprobada por el poder legislativo. Todas las demás reformas estarían en proceso de definición.

^{14/} De acuerdo con la concepción de economía industrial.

^{15/} Véase, Banco Mundial, Power Supply in Developing Countries: Will Reform Work?, Proceedings of a Roundtable Co-sponsored by the World Bank and Electricité de France, Washington, D. C., April 27-28, 1993.

^{16/} El Poder Legislativo de Honduras aprobó, en noviembre de 1994, la ley de reforma al subsector eléctrico en dicho país.

En el caso de Costa Rica, el alcance de la reforma del subsector eléctrico se explicita en la ley No 7200, titulada: Generación Privada Autónoma o Paralela, aprobada en 1990 por la Asamblea Nacional. Los principales cambios que contempla esta ley son los siguientes:

i) Apertura del segmento de la generación a productores privados, los cuales deben utilizar fuentes nuevas y renovables y tener una capacidad instalada inferior a 20 MW. Adicionalmente, la capacidad total acumulada de los productores privados no puede exceder el 15% de la capacidad total instalada en el país.

ii) El ICE tiene su estructura actual verticalmente integrada, siendo responsable del despacho de carga y del comercio intrarregional de energía eléctrica.

iii) El Servicio Nacional de Electricidad (SNE) se mantiene como el ente regulador del subsector,^{17/} mientras que el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas tiene la función normativa de todo el sector energía.

Existe un procedimiento en el ICE para la declaración de elegibilidad de los proyectos presentados por los empresarios privados. Por su parte, las tarifas de compra de energía eléctrica son aprobadas por el SNE.

2. Sistemas interconectados subregionales

Luego de la construcción de las líneas de interconexión en las décadas de los setenta y ochenta, actualmente los países del Istmo Centroamericano presentan dos bloques subregionales de interconexión, denominados norte y sur. El bloque norte lo integran El Salvador y Guatemala, mientras que el bloque sur lo componen Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Panamá. A continuación se analiza la evolución de ambos bloques durante el período 1990-1993.

a) Evaluación del consumo y del balance de generación en los bloques de interconexión

El mercado del bloque sur es de mayor tamaño que el del bloque norte. Las ventas del primero crecieron de 7,935 GWh en 1990 a 9,336 GWh en 1993, a un ritmo promedio anual de 5.6%. Los dos mercados nacionales más fuertes continuaron siendo Costa Rica y Panamá, cuya participación en el bloque se mantuvo en 68%. Es importante resaltar que en este bloque, el sector industrial presentó la mayor tasa de crecimiento en el período, con un 6.8%, mientras que los sectores comercial y residencial alcanzaron el 6.4% y el 5.2%, respectivamente. Con respecto a la estructura del consumo, el sector residencial ocupa el primer lugar, con un 38%, debido a la ponderación de las ventas residenciales en Costa Rica. El sector industrial ocupa el segundo lugar con el 26%, seguido por el comercial con el 24%. Por su lado, el número de clientes residenciales en el bloque sur pasó de 1.4 en 1990 a 1.8 millones en 1992.

^{17/} Existe un anteproyecto de ley para reformar las funciones del SNE.

En el bloque norte las ventas se incrementaron de 3,818 GWh en 1990 a 4,917 GWh en 1993, para una tasa de crecimiento promedio anual de 8.8%, superior a la experimentada por el bloque sur. Este alto crecimiento se debió al marcado aumento del consumo en ambos países. La participación relativa de los mercados nacionales de electricidad se mantuvo constante, correspondiéndole a Guatemala el 52% del total. En este bloque correspondió al sector comercial la mayor participación en el incremento del consumo, pues experimentó durante el período una tasa promedio anual del 9.5%, siguiéndole los sectores industrial y residencial con el 8.4 y 8.3% respectivamente. En relación a la estructura del consumo, los sectores mantuvieron estable su participación relativa, de forma que los sectores residencial e industrial tuvieron un 32%, mientras que el comercial participó con el 19%. Es interesante notar la alta participación del sector industrial, superior al obtenido en el bloque sur. Con respecto al número de clientes residenciales, éstos aumentaron de 1 millón en 1990 a 1.2 millones en 1992.

La generación de energía eléctrica en ambos bloques se apoyó primordialmente en los recursos hídricos, pero su participación porcentual declinó durante el período. En el bloque sur la capacidad instalada se mantuvo casi constante, pues pasó de 1,825 MW en 1990 a 1,865 MW en 1993, reduciendo su participación porcentual con respecto a la capacidad instalada total, del 69% al 66%. Por su parte, las centrales térmicas a base de combustibles fósiles aumentaron su participación, del 29% al 32% en el mismo período, predominando en ellas las unidades diesel, con 560 MW en 1993. Con respecto a las centrales geotérmicas, no hubo adiciones en el período en estudio.

El balance de generación del bloque sur presentó un notable incremento en la producción de centrales térmicas (a vapor y diesel), así como un aumento de la producción hidroeléctrica. Sin embargo, la participación relativa de estas últimas plantas disminuyó del 86% en 1990 al 78% en 1993, mientras que las primeras centrales aumentaron del 9% al 19%. La producción de electricidad en base a los recursos naturales nacionales, lo cual da una indicación de la autosuficiencia en ese campo, mostró un decrecimiento importante, pues pasó del 90% a inicio del período al 81% en 1993. La demanda máxima alcanzó los 2,098 MW en 1993, de forma tal que el factor de carga de este bloque se mantuvo casi constante, con un 63.1%. Sin embargo, el índice de pérdidas subió del 18.1% al 19.5%.

La capacidad instalada del bloque norte se incrementó de 1,458 MW en 1990 a 1,795 MW en 1993, sobresaliendo el aumento de las unidades diesel, las cuales duplicaron su capacidad total, llegando a 633 MW en 1993. Por su parte, las centrales hidroeléctricas no presentaron adiciones de nuevas plantas, manteniendo una capacidad de 875 MW. Con respecto a las centrales geotérmicas, éstas se ampliaron en 10 MW durante todo el período.

Con respecto al balance de generación en el bloque norte, éste observó una reducción en valores absolutos y relativos de la producción hidráulica, motivado por los problemas hidrológicos ya mencionados, habiendo pasado del 83% en 1990 al 60% en 1993. Por su parte, las centrales a vapor y diesel aumentaron su participación del 13 al 16%. Las centrales geotérmicas bajaron también, en valores absolutos y relativos, su producción de electricidad, habiendo alcanzado en el último año los 351 GWh. La generación en base a los recursos naturales también presentó una disminución muy fuerte, pues pasó del 91% al 66%, inferior al valor obtenido en el bloque sur. La demanda máxima en este bloque fue de 1,109 MW en 1993, casi la mitad del bloque sur, con un

factor de carga de 59.2%. El índice de pérdidas mostró una ligera reducción, pues pasó de 14.8% al 14.4% en el período en mención.

En resumen, el mercado eléctrico del Istmo Centroamericano tuvo, a finales de 1993, las siguientes características:

- i) Un mercado con ventas de 14,250 GWh, con una demanda máxima no coincidente de 3,207 MW, con más de 2.8 millones de clientes residenciales.
- ii) Ventas de energía eléctrica con un crecimiento en el período de 6.6%, tasa superior al incremento de la población, del producto interno bruto regional y del PIB por habitante.
- iii) Una capacidad instalada total de 4,654 MW, integrada en 58.9% por centrales hidroeléctricas, 25.6% por turbinas de gas y plantas de combustión interna, 11.7% por plantas de vapor y 3.8% por centrales geotérmicas.
- iv) Una autosuficiencia de generación eléctrica en la región del 76%, en la que las centrales hidráulicas suministran 12,434 GWh y las geotérmicas 728 GWh.
- v) Un factor de pérdidas del 17.8%.

b) Transferencias entre países

Las transferencias brutas entre los países de cada bloque subregional fueron, en el período en análisis, de los tipos siguientes: i) suministro de energía hidro, proveniente de excedentes programados o circunstanciales, para sustituir generación térmica, sobre base de combustibles fósiles; ii) suministro de energía hidro para almacenarla en un segundo país, el cual cuenta con algún embalse de gran capacidad de regulación; iii) suministro de energía de origen térmico que se transfiere entre sistemas eléctricos, para sustituir energía térmica más cara; iv) suministro de energía de origen térmico, sobre la base de combustible fósiles en casos de emergencia, para evitar situaciones de racionamiento en el país receptor, y v) paso, por un país intermedio, de energía que se transfiere entre sistemas eléctricos no fronterizos. Aun cuando los cargos puedan variar de manera considerable entre los diferentes tipos de transferencias brutas, la valorización completa de la energía transferida se logra, en los cuatro primeros, mediante el ahorro de combustible en las centrales térmicas cuya generación se desplaza, o por la eliminación del racionamiento de energía eléctrica.

En el período 1990-1993 se dieron exportaciones por un valor total de 1,180 GWh. No se cuenta con estadísticas detalladas para realizar un análisis detallado de los tipos de transferencias ocurridas, ni de los costos involucrados. Sin embargo, se estima que alrededor de 600 GWh correspondieron a intercambios de energía hidroeléctrica, principalmente realizados por Honduras durante 1990 y 1991 (550 GWh). El resto correspondió a energía térmica, que en la mayoría de las veces se dio como intercambio para ayudar en situaciones de emergencia a los países.

En el bloque norte, los intercambios brutos ascendieron a un valor acumulado de 265 Gwh, que representan el 22.3% del total del Istmo; éstos se efectuaron con mayor énfasis en los inicios de la década del 90. Con relación a los intercambios netos (exportaciones menos importaciones), Guatemala tuvo un saldo de 139 Gwh, cantidad que se asemeja a la registrada entre 1986 y 1989. La mayor parte de las transferencias se realizaron para apoyo en situaciones de emergencia en El Salvador. Por otro lado, transferencias de hidroelectricidad se dieron en algunos momentos, principalmente en 1993.

En el bloque sur, el valor de las transferencias brutas correspondió al 77.7% del total del Istmo, totalizando 921 GWh durante el período. Conviene anotar que el nivel de las transferencias presentó una tendencia marcadamente decreciente, con los siguientes valores en los sucesivos años: 400 GWh, 319 GWh, 124 GWh y 74 GWh, respectivamente. Esto se debió a la disminución de los excedentes hidráulicos en algunos países con excedentes. También debe resaltarse el caso de Honduras, que ha pasado de neto exportador (1990-1991) a importador de energía en el resto de los años, para complementar los requerimientos del sistema. En los dos primeros años de la década, la exportación de energía registro 548 Gwh, es decir, el 84.2% de las transferencias netas del bloque sur en todo el período. Por su parte, Costa Rica y Nicaragua tuvieron un comportamiento similar, al pasar de importadores a exportadores, presentando las siguientes cifras: i) Costa Rica importó 154 GWh en 1990 y exportó 64 GWh en 1992, y ii) Nicaragua importó, en los tres primeros años de la década, 1992 GWh, mientras que en 1993 exportó 50 GWh. En este bloque, Panamá es neto importador de energía ya que en el período ha recibido un aporte de 215 GWh, que representa cerca del 30% de las transferencias netas ocurridas.

Las transferencias netas en los cuatro primeros años del decenio alcanzaron los 1,180 GWh, de los cuales el 88% permitieron sustituir combustible por hidroelectricidad. Estas transferencias significaron ahorros por un monto de 48 millones de dólares, a razón de 4.5 centavos de dólar por kwh, sobre la base de un precio de referencia de 20 dólares por barril de combustible.

c) **Cooperación Regional**

La cooperación regional ha venido representando una parte muy importante para el desarrollo del subsector eléctrico regional. El hecho más importante para el ordenamiento de la cooperación regional lo ha constituido la consolidación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), que a la fecha ha efectuado tres rotaciones de sede de su Secretaría, desde que fue aprobado su convenio constitutivo.

Durante el presente año, los Presidentes de las empresas eléctricas aprobaron la nueva estructura organizativa del CEAC, misma que se está consolidando a partir de subcomités técnicos y grupos de trabajo que operarán en base a una sede fija. La asignación de las sedes ha ido siguiendo una tendencia a distribuir equitativamente la coordinación del trabajo de los comités en las distintas empresas y aprovechando las áreas de excelencia que éstas han venido identificando.

A continuación se hace una breve descripción de los principales proyectos de cooperación en ejecución y/o gestión.

i) Proyectos emanados del Grupo Consultivo Regional de Centroamérica (GCR-CA). El GCR-CA está integrado por los Viceministros encargados de la integración de los países, y es coordinado por el BID. En una etapa inicial hizo un diagnóstico de las prioridades de los gabinetes económicos de los países, a partir del cual seleccionó una cartera de proyectos prioritarios. En el área de infraestructura correspondiente al subsector eléctrico, designó al CEAC para que coordinará la ejecución de los proyectos regionales seleccionados. El estado actual de cada uno de estos proyectos es el siguiente:

1) Fortalecimiento del CEAC. Este proyecto está siendo financiado por el Gobierno de España y es ejecutado por la firma consultora MONTRAL. La coordinación directa corresponde al CEAC, que a su vez ha designado como grupo de apoyo al Subcomité de Informática. El proyecto consiste en el desarrollo, implementación y equipamiento de un centro de información para las empresas eléctricas, lo que permitirá el enlace fácil de las distintas bases de datos existentes en los países, la formulación de una base de datos propia para el CEAC y la implementación de un correo electrónico para las empresas eléctricas.

2) Revisión Global de la Cooperación Regional al Subsector Eléctrico de Centroamérica. Este proyecto es financiado por la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI) y ejecutado por la CEPAL, en su calidad de organismo asesor del CEAC. El seguimiento superior del proyecto es llevado a cabo por un Comité de Alto Nivel, integrado por el Secretario Ejecutivo del CEAC, el BID y la ACDI. El objetivo del proyecto es realizar una evaluación de los proyectos de cooperación al subsector y determinar las prioridades para avanzar en la integración del mismo, para lo cual se propondrán como resultado un conjunto de acciones e iniciativas tendientes a encauzar la futura cooperación a la región en materia eléctrica.

3) Operación coordinada de los sistemas eléctricos interconectados. Este proyecto fue concebido como una continuación del PARSEICA y será financiado por el Gobierno de Colombia.

4) Estudio de nueva capacidad de generación a base de combustibles fósiles. Este proyecto está encaminado a la evaluación de futuros proyectos térmicos regionales. El Gobierno de México lo financia, con fondos asignados al BCIE, y el organismo ejecutor será el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) de México.

5) Programa de Actividades en Planificación Eléctrica (PARPE). Este proyecto no cuenta en la actualidad con financiamiento asegurado.

6) Programa de Capacitación Financiera y Administrativa. Este proyecto será financiado por el Gobierno de Chile y su ejecución estará a cargo de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENDESA) de Chile.

ii) Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). Este proyecto fue iniciado en 1987, con apoyo del grupo español ENDESA. El proyecto ha contado con el máximo apoyo a nivel político, habiendo sido mencionada su importancia en algunas Cumbres de Presidentes Centroamericanos. El proyecto consiste en la instalación de una línea de 500 KV que uniría los seis países de la región, con una longitud de 1,680 km y siete subestaciones reductoras 500/230 KV. En una primera etapa, se construiría la línea y se energizaría en 230 KV para apoyar

a la interconexión actual y, a partir del año 2004, entrarían a operar las subestaciones para la operación en 500 KV. En 1992 se realizó la actualización de los estudios de factibilidad y, posteriormente, el BID ha continuado con las gestiones necesarias para lograr la aprobación del financiamiento a nivel del Directorio del Banco. Entre algunas de las interrogantes que deberán de resolverse antes de someter el proyecto al Directorio se mencionan:

- la gestión de la interconexión y la repartición de los beneficios.
- la inclusión de capitales privados en el financiamiento del proyecto .
- la definición de los proyectos regionales y las posibilidades de su cristalización.
- los aspectos institucionales que permitirán el desarrollo de los sistemas nacionales bajo las premisas de una planificación coordinada.

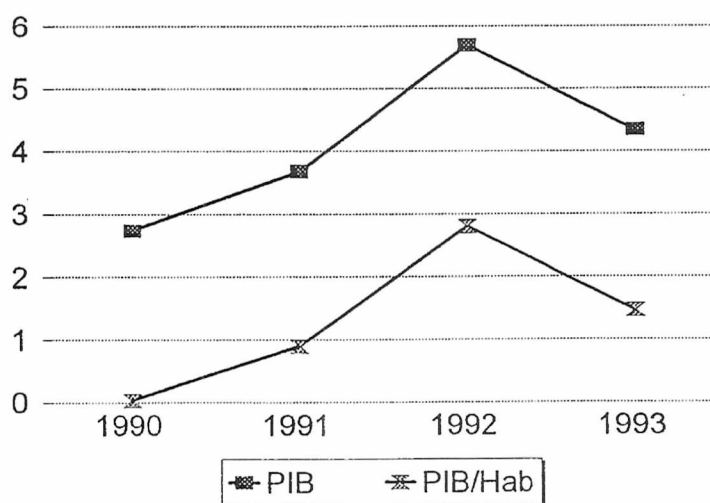
iii) Interconexión de los Países del Grupo de los Tres(G-3) con los Países de América Central. Este estudio, a nivel de prefactibilidad, se ha venido realizando con financiamiento del BID, por la compañía belga TRACTEBEL, bajo la supervisión del BID y de la Secretaría Protempore del Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica del G-3. El estudio busca identificar esquemas de integración eléctrica y potencialidades de desarrollo de una interconexión entre los países del G-3 (Colombia, México y Venezuela) y los países de América Central. El informe final del estudio será entregado en enero de 1995.

ISTMO CENTROAMERICANO: INDICADORES ECONOMICOS

	Producto Interno Bruto (Millones de dólares de 1980)				Tasas de crecimiento			
	1990	1991	1992	1993	1990	1991	1992	1993
Istmo Centroamericano	<u>25,052.2</u>	<u>25,973.8</u>	<u>27,451.5</u>	<u>28,643.1</u>	<u>2.74</u>	<u>3.68</u>	<u>5.69</u>	<u>4.34</u>
Costa Rica	4,434.7	4,529.4	4,857.6	5,137.6	3.43	2.14	7.25	5.76
El Salvador	3,457.9	3,572.2	3,756.2	3,931.4	3.38	3.31	5.15	4.67
Guatemala	8,490.6	8,789.0	9,206.1	9,560.3	2.93	3.51	4.74	3.85
Honduras	3,156.8	3,230.9	3,429.0	3,560.4	-0.43	2.35	6.13	3.83
Nicaragua	1,804.6	1,801.8	1,808.3	1,792.5	-0.13	-0.16	0.36	-0.88
Panamá	3,707.5	4,050.4	4,394.3	4,661.0	5.15	9.25	8.49	6.07
PIB por habitante								
Istmo Centroamericano	<u>883.5</u>	<u>891.4</u>	<u>916.3</u>	<u>929.8</u>	<u>0.03</u>	<u>0.89</u>	<u>2.80</u>	<u>1.47</u>
Costa Rica	1461.4	1455.0	1522.2	1571.6	0.74	-0.43	4.61	3.25
El Salvador	668.6	676.6	696.1	712.6	1.37	1.20	2.88	2.37
Guatemala	923.2	928.4	944.8	953.2	-0.00	0.56	1.77	0.89
Honduras	647.0	642.6	662.0	667.2	-3.43	-0.69	3.02	0.80
Nicaragua	490.9	473.2	457.0	435.4	-3.11	-3.61	-3.42	-4.73
Panamá	1546.1	1657.3	1764.1	1836.5	3.04	7.19	6.44	4.10

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 1
TASAS DE CRECIMIENTO



III. PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO DEL ISTMO CENTROAMERICANO EN EL PERIODO 1995-2005

El objetivo de este capítulo es analizar la evolución esperada en los sistemas eléctricos de los países de la región, a fin de conocer las condiciones en que se cubrirá la demanda, y las prioridades que cada país tendrá para lograr el cumplimiento de sus planes de equipamiento. Este análisis es fundamental y, conjuntamente con el análisis regional de las interconexiones que se presenta en el capítulo IV, permite tener una idea más precisa sobre las perspectivas de la integración de los subsectores eléctricos de la región y también valorar las bondades de la utilización y fortalecimiento de las interconexiones eléctricas existentes.

Se han utilizado las actualizaciones más recientes de los planes de expansión de los países,^{18/} correspondientes, en cuatro de ellos, a revisiones finalizadas en el período de febrero a mayo de 1994. En Costa Rica se utilizó el plan del ICE de julio de 1993. En El Salvador, se trabajó con el programa de expansión elaborado en 1993, dado que la revisión que realiza la CEL se encuentra actualmente en su etapa final.

^{18/} Para la evaluación presentada se utilizó la información de los planes de expansión de los países contenida en los siguientes documentos:

- ICE, Planes de Expansión de la Generación (Escenario Base). Julio de 1993.
- CEL, Plan Complementario del Sistema de Generación 1993-2010. Resumen Ejecutivo. PLANICE/SPDE/26/10/35/93.
- INDE, Plan Nacional de Electrificación. Resumen Ejecutivo. Departamento de Planificación, mayo de 1994.
- ENEE/CIDA. Honduras: Power System Master Plan, Summary Report. SNC-Shaawinigan Inc./CINSA, mayo de 1994.
- IINE, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (1994- 2013). Dirección General de Planificación, febrero de 1994.
- IRHE. Actualización del Plan de Expansión. Sistema de Generación. Informe Final. Departamento de Planeamiento del Sistema Eléctrico, Gerencia Nacional de Desarrollo. marzo de 1994.

A. SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES

1. Proyecciones de la Demanda

En el siguiente cuadro se resume, como indicador de la energía eléctrica requerida en la región, la energía neta disponible^{19/} en cada país para los años 1980, 1985, 1990 y 1993, así como la energía que se requerirá en los años 2000 y 2005, de acuerdo con las proyecciones oficiales de los países. La proyección de demanda se muestra en el cuadro 2, y en el cuadro 3 se muestra una proyección optimista que representa un techo superior de lo que podría ser la evolución de la demanda de energía eléctrica en los países de la región.

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA DEMANDA DE ENERGIA OBSERVADA Y ESPERADA EN LA REGION

(GWh)

Año	Demanda de Energía	Crecimiento anual (%)
1980	8,472	
1985	10,596	4.6
1990	14,176	6.0
1993	17,344	6.9
2000	26,295	8.7
2005	35,048	5.9

Puede observarse cómo se han venido incrementando las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, situación que afirma lo expresado en las proyecciones de demanda de los países, en el sentido de esperar crecimientos aún mayores para los próximos años, de acuerdo con lo que previsible para países en vías de desarrollo bajo escenarios económicos estables.

Para el período 1994-2005, se espera en la región un crecimiento anual medio en la demanda de energía eléctrica del 6%. Por países, las proyecciones de Nicaragua son las que consideran

^{19/} La Energía Neta Disponible (END) corresponde en cada sistema, a la energía generada y entregada en las subestaciones, más los intercambios netos de energía realizados con los países vecinos (o sea más las compras menos las ventas). Este indicador presenta los requerimientos de energía eléctrica en cada país. La utilización de las ventas para medir el consumo de energía eléctrica, distorsiona la interpretación de la evolución de la demanda, dadas las altas pérdidas de energía que se registran en la mayor parte de países de la región.

mayor crecimiento (8.4 %), seguida de Guatemala (6.8 %) y El Salvador (6.5 %). Honduras y Costa Rica presentan un crecimiento más moderado (5.5 y 5.3 %, respectivamente), correspondiendo a Panamá la evolución más baja (5 %). La evolución de la demanda de potencia sigue esa misma tendencia, aunque se espera al final un crecimiento ligeramente inferior en toda la región (5.9 %). A continuación se presentan los principales comentarios para cada país.

a) Costa Rica

En el escenario base (véase el cuadro 2), los requerimientos de energía eléctrica aumentarán, de 4,850 GWh/año en 1995 a 8,123 GWh/año en el año 2005, correspondientes a una tasa de crecimiento promedio anual del 5.3 %, con tasas parciales del 5.5 % (1995-2000) y del 5.1 % (2000-2005). Por otro lado, la demanda máxima crecerá de 814 MW (1993) a 1,547 MW (2005), a una tasa del 5.3 %. En cuanto al factor de carga, se reducirá de 61.5 % en 1993 a un valor de 59.9 en 2005.

En el escenario optimista (véase el cuadro 3) se estima una tasa anual del 5.9 por ciento, los requerimientos de energía llegarán a ser de 8,770 GWh en el año 2005, partiendo de un valor inicial en 1993 de 4384 GWh. La demanda máxima crecerá a un 6.2% anual en el período referido.

b) El Salvador

En el escenario base (véase de nuevo el cuadro 2), los requerimientos de energía eléctrica aumentarán de 2,797 GWh registrados en 1993 a 5,958 GWh/año en el año 2005, representando un crecimiento promedio anual de 6.1 % en ese período. Se observan tasas parciales del 7.6 por ciento (95-2000) y del 7.1 por ciento (2000-2005). Por otro lado, la demanda máxima crecerá de 530 MW registrados en 1993 a 1,063 MW para el año 2005, correspondiéndole una tasa del 5.4%. En cuanto al factor de carga, éste tendrá una variación positiva, al pasar de un 60.3 % en 1993 a un valor 64.0 en el 2005.

El crecimiento registrado en El Salvador en 1993 superó todas las proyecciones que se habían efectuado, lo cual es una de las razones por las que en ese país se está realizando la actualización de los planes de expansión, siendo uno de los temas principales el referente a las proyecciones de la demanda. En ese sentido, los valores que aparecen en los años 1994 y 1995 seguramente se quedarán por debajo de los requerimientos que se registrarán.

En el escenario optimista (véase de nuevo el cuadro 3), se prevé una tasa anual del 9.0 % en el periodo 1993-2005. Los requerimientos de energía llegarán a ser de 7,852 GWh en el año 2005; mientras que la demanda máxima vislumbra pasar, en el mismo período, de 530 MW a 1,446 MW.

c) Guatemala

En el escenario base se proyecta que Guatemala incremente sus requerimientos de energía, de 2,950 GWh en 1993 a 6,501 GWh en el 2005, con lo cual la tasa de crecimiento resultante será de 6.8 %. Por su lado, la demanda máxima crecerá de 530 MW, registrados en 1993 a 1,204 MW para el año 2005. El factor de carga se incrementaría de 58.2% a 61.6 % en el período mencionado.

Al no presentar el plan de este país un escenario optimista, se ha escogido el escenario alto presentado en los estudios del Proyecto SIEPAC. El crecimiento promedio anual, tanto en demanda de energía como en potencia, es del 7 %.

d) Honduras

En el escenario base, los requerimientos de energía se incrementan de 2,533 GWh registrados en 1993 a 4,824 GWh en el 2005, correspondiéndole una tasa anual promedio de 5.2% durante el período, con tasas de 4.9 % y 5.4 % en los subperíodos 1995-2000 y 2000-2005. La demanda máxima crecerá de 447 MW, registrados en 1993 a 873 MW en el 2005, correspondiéndole una tasa de 5.7%. El factor de carga registrado en 1993 fue de 64.7%, el cual puede ser alto por la existencia de una demanda restringida en ese año. Para el final del período, el factor de carga estimado es de 60.1%.

Estos crecimientos son inferiores al crecimiento de 6.9% registrado en el período 1990-1993.

En el escenario optimista se prevé, en el período 1993-2005, un crecimiento del 7.2% y 7.4% para la energía y la potencia. El factor de carga finaliza, en el 2005, con 63.1%.

e) Nicaragua

Escenario base: en la proyección de la demanda (710 MW en el 2005) se estima una tasa anual de crecimiento, en el período 1995-2005, de 7.6%, al incrementarse los requerimientos de generación a 3,915 GWh en el último año del período; el mayor ritmo de expansión se presentará en el período 1995-2000, con una tasa del 7.9%. Este escenario presenta la mayor tasa de crecimiento del Istmo Centroamericano.

Escenario optimista: se adoptó el mismo escenario base, por lo alto de las tasas de crecimiento del anterior escenario.

Los escenarios son definitivamente altos al compararse con los valores históricos (4.1%) del período 1980/1993 y ligeramente menores a los utilizadas en el Proyecto SIPAC.

f) Panamá

En el escenario base se proyecta aumentar los requerimientos de energía, de 3,193 GWh registrados en 1993 a 5,727 GWh en el año 2005, es decir, crecerán a una tasa media del 5.0 %. En cuanto a la demanda máxima, también aumentará a la misma tasa; durante ese período también crecerá a un 5 %, incrementando de 541 MW registrados en 1993 a 969 MW en el 2005. El factor de carga permanece en 67 %.

Debe mencionarse que este crecimiento es muy parecido al registrado en el período 1990-1993 y superior al valor de 4.6% registrado en el período 1980-1990.

2. Programas de ampliación de los sistemas nacionales

En el cuadro 4 aparecen los programas de equipamiento de la generación eléctrica de las empresas eléctricas nacionales para el período 1994-2005. Un resumen de ese cuadro se presenta a continuación.

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LAS ADICIONES DE GENERACION EN EL PERÍODO 1994-2005

(MW)

País	Total	Hidro	Geotermia	Termo	Eólicas	Retiros
Total	4,566	1,972	451	2,103	40	-286
Bloque Sur	2,840	1,410	265	1,125	40	-150
Costa Rica	1,111	781	110	180	40	-27
Honduras	671	281	-	390	-	-20
Nicaragua	520	20	155	345	-	-40
Panamá	538	328	-	210	-	-63
Bloque Norte	1,726	562	186	978	-	-136
El Salvador	1,024	200	72	752	-	-40
Guatemala	702	362	114	226	-	-96

Considerando el subsector eléctrico regional, a continuación se presentan las principales observaciones al plan de expansión propuesto por las empresas eléctricas:

- Se tiene contemplado poner en marcha en el período, un total de 4,566 MW (equivalente a 381 MW/año), el 62 % en los países del bloque sur y el 38% en los países del bloque norte. Esta cantidad representa el doble de las centrales que entraron en el período 1980-1993.
- A diferencia de lo ocurrido en la década anterior, las centrales térmicas representarán el 46% de la capacidad que se instalará en el período 1994-2000, la componente hidroeléctrica representará el 44%, la geotérmica el 9% y las fuentes no convencionales, representadas por las centrales eólicas, serán el 1%.
- El país que instalará mas capacidad será Costa Rica, con el 24% de la capacidad de las adiciones del período. Luego se ubican El Salvador, con el 22%; Guatemala, con el 16%; Honduras, con el 15%; Panamá, con el 12%, y Nicaragua, con el 11%.
- En cuanto a las adiciones hidráulicas, se sigue manifestando la ubicación de este tipo de centrales en Costa Rica, quien instalará el 40% de esa componente en la región, seguido de Guatemala y Panamá, con el 18% y 17%, respectivamente. Honduras, El Salvador y Nicaragua instalarán el 14%, 10% y 1%, respectivamente.
- En la parte geotérmica, Nicaragua instalará la mayor parte (34%), seguido de Guatemala (25%), Costa Rica (24%) y El Salvador (16%). Honduras y Panamá serán los únicos países que no poseerán plantas de ese tipo.
- Las adiciones termoeléctricas se instalarán, el 53% en el Bloque Sur y el 47% en el Bloque Norte. El país que más instalará este tipo de centrales es El Salvador, con 36%, mientras que Costa Rica será el que menos las instalará, con un 8% de la nueva capacidad térmica de la región.
- Contrastando esas cifras con las correspondientes a la generación privada que se mencionaron en el capítulo anterior, puede verse que, de los 4,566 MW que se instalarán en la región, 1,054 MW (23%) corresponden a proyectos cuya ejecución ha sido asociada a la participación privada y, dentro de ese porcentaje, un 6% correspondería a proyectos que están en construcción por los privados (398 MW).

A continuación se hace un descripción de los programas de equipamiento en cada país.

a) Costa Rica

El programa de ampliación contempla, para el período 1995-2005, la adición de 1,111 MW y 3,680 GWh/año (véase el cuadro 4). Sobre este plan se hacen las siguientes observaciones:

- La componente hidroeléctrica del programa representa un 70.3% de las adiciones e incluye a las siguientes centrales: Toro I y II, Angostura y El Guayabo que totalizan 512 MW con una oferta de energía de: 2,238 GWh/hora (escenario hidroenergético 80%), 1,928 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 2,858 GWh/año (escenario hidroenergético medio). Esta componente se complementa con 6 centrales de empresas autoproductoras, con un total de

269 MW y una producción de 1,238 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 1,143 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 1,430 GWh/año (escenario hidroenergético medio).

- Los requerimientos de energía base serán complementados por las centrales geotérmicas Miravalles II y III, que con una capacidad instalada de 110 MW (9.9%) permitirán producir 770 GWh/año.
- Para la cobertura de la demanda pico se incluyen 180 MW de turbinas de gas (16.2%).
- Costa Rica es el único país que incluye el uso de las fuentes nuevas y renovables a través de la instalación de 40 MW de sistemas eólicos (3.6%), con los cuales se espera producir 168 GWh/año; 20 MW de ellos, pertenecen a empresas autoproductoras.
- El programa de retiros indica la salida de 27 MW de plantas termoeléctricas.
- A diferencia de lo que ocurre en otros países, el ICE ha logrado formalizar el financiamiento para los proyectos incluidos en el plan hasta el año 2000. Por otra parte se está analizando la posibilidad de permitir la participación privada en un porcentaje mayor al 15 % de la capacidad instalada fijado actualmente, con lo cual se tendrían abiertas las posibilidades de contar con mayores recursos para financiar la expansión del sistema.

En cuanto al sistema actual, la componente hidroeléctrica, con una capacidad instalada a 1993 de 788 MW, ha sido el soporte para cubrir la base y media base de la curva de carga. En la parte térmica, el principal apoyo lo constituyen las turbinas de gas de Moín (108 MW instalados en 1991), la unidad de vapor de San Antonio (10 MW), las unidades diesel de media velocidad (51 MW) y las turbinas de gas de San Antonio y Barranca (40 MW). La entrada de la primera unidad geotérmica en marzo de 1994 (55 MW) constituye también un recurso valioso para proporcionar energía de base.

b) El Salvador

En el lapso analizado entrarán en operación 1,024 MW, que podrán generar cerca de 5,648 GWh/año. Sobre el plan de este país puede resaltarse lo siguiente:

- La componente hidroeléctrica está formada por la expansión de la central 5 de Noviembre y la central San Marcos, que suman 200 MW (19.2%), con una oferta firme de 221 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 188 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 289 GWh/año (escenario hidroenergético medio).
- En centrales geotérmicas se instalarán 72 MW (6.9%), que producirán en promedio 505 GWh/año.
- En cuanto a las adiciones térmicas que entrarán en el corto plazo, se ha suscrito un contrato con un generador independiente, y se espera contar con 80 MW a partir de junio de 1994.

- La parte mayoritaria del programa está constituida por la adición de un total de 653 MW en plantas de vapor (62.5%), las que generarán 4,576 GWh/año de energía de base.
- El parque térmico incluye 99 MW (9.5%) de turbinas de gas.
- El programa se complementa con la rehabilitación de 113 MW y el retiro de 40 MW de diversos tipos de termoeléctricas.

En el pasado, como ha ocurrido en otros países, al no contar con suficientes recursos, se han utilizado las turbinas de gas para compensar la falta o falla de las centrales que operan en la base. La inclusión de plantas de vapor, que paulatinamente incrementarán la capacidad de base, de 203 MW (1995) a 449 MW (2000), permitirán una mayor confiabilidad y estabilidad al servicio eléctrico.

c) Guatemala

El programa de ampliación incluye la instalación de 702 MW en nuevas centrales de generación, y el retiro de 96 MW, de los cuales 90 MW corresponden al sistema termoeléctrico existente. Sobre este programa se hacen los siguientes comentarios:

- Del total del programa de expansión, 362 MW (51%) corresponden a centrales hidroeléctricas, que Guatemala espera sean construidas por empresas privadas. Entre las más importantes se incluyen: Santa María II, El Palmar, Camotán y Orégano; éstas se complementan con 8 centrales de 10 MW o menos. La producción corresponderá a 1,425 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 1,300 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 1,675 GWh/año (escenario hidroenergético medio).
- El plan toma en cuenta 114 MW de geotérmicas, que generarán 673 GWh/año, construidas por empresas privadas que serán invitadas para el efecto.
- En lo que a plantas termoeléctricas se refiere, se incluyen: la planta de vapor III, de 100 MW, y cogeneradores que instalarán como mínimo 126 MW. Estos cogeneradores pertenecen a un grupo de ingenios azucareros que quemarán bagazo de caña en tiempo de zafra, y búnker C fuera de la misma.
- El análisis del plan señala que la dependencia de los autoprodutores privados incrementará paulatinamente, del 27 al 39 por ciento, a lo largo del período 1995-2000.
- El plan presenta una dependencia grande a los autoprodutores y cogeneradores, situación que puede representar potencial peligro para el sistema al existir dudas referentes a la baja disponibilidad y confiabilidad que pueden tener los cogeneradores, y a los atrasos que pueden presentarse en los proyectos hidroeléctricos a cargo de los privados.
- En cuanto a la autosuficiencia energética, ésta se mantendrá estable, fluctuando entre el 51% y el 56%.

- La rehabilitación y mantenimiento de las centrales es altamente importante. Durante el último trimestre de 1994 ocurrieron eventos impredecibles, que han disminuido la disponibilidad en ese sistema e incluso han provocado racionamientos. Estos eventos fueron: la inundación de la casa de máquinas de Jurún Marinala (60 MW), con lo que dicha central permanecerá fuera de operación hasta mediados de 1995, y la falla en la turbina No. 6 de Escuintla, reparación que estaría concluida a finales de 1994. Estas dos situaciones ejemplifican la alta fragilidad del sistema actual guatemalteco.

d) Honduras

El programa de ampliación de Honduras incluye la instalación de 671 MW en el período de análisis. Sobre dicho plan puede particularizarse lo siguiente:

- El sistema hidroeléctrico futuro incluye: Nacaome, la expansión del Cajón, Cangrejal y Patuca, que en total comprenden 281 MW (42% de las adiciones contempladas). La oferta energética de tales proyectos se estima en 765 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 661 GWh/año (escenario hidroenergético crítico) y 971 GWh/año (escenario hidroenergético medio).
- La componente termoeléctrica, en las actuales condiciones, considera: la inclusión de 190 MW de autoprodutores (80 MW de ELCOSA y contratos por 75 y 36 MW por la emergencia de 1994); la licitación de dos turbinas de gas, con un total de 80 MW; una turbina de gas de 75 MW; la incorporación de 163 MW de centrales pertenecientes a autoprodutores, y la realización de la rehabilitación del parque térmico existente.
- La incorporación de los 190 MW (cubiertos durante 1995), obedece a medidas de emergencia y representa las adiciones que debían entrar entre 1993 y 1995. Estas centrales fortalecerán la base del sistema eléctrico de Honduras, permitiendo operarlo con la finalidad de llevar al embalse de El Cajón a un estado más adecuado que el actual. Además de lo anterior, la ENEE contará con tres turbinas de gas donadas por el Gobierno de México (60 MW en total), que también le permitirán un mayor apoyo y fortaleza al sistema eléctrico.
- La crisis de abastecimiento que ha vivido Honduras durante 1994 tiene su principal causa en la postergación de las decisiones referentes a la instalación de nuevos proyectos térmicos. La crisis hubiera sido de menor magnitud si no hubieran sufrido atraso los mantenimientos en las centrales térmicas.

e) Nicaragua

El plan de expansión que amplía el sistema de generación en 520 MW durante el período 1994-2005, tiene las siguientes características:

- Incluye la hidroeléctrica Larreynaga, con una capacidad de 20 MW y una producción establecida en 69 GWh/año (escenario hidroenergético 80%), 60 GWh/año (escenario

hidroenergético crítico) y 85 GWh/año (escenario hidroenergético medio). El plan consideraba la hidroeléctrica Brito, pero ésta fue descartada por las consecuencias ambientales que provocaría su construcción.

- La componente geotérmica está compuesta por cuatro centrales: San Jacinto I, II y III, y la tercera unidad de Patricio Argüello. Estas aumentarán la disponibilidad de potencia del sistema en 155 MW y la oferta de energía en 1085 GWh/año. El proyecto San Jacinto será realizado con participación privada.
- El complemento térmico se conforma con 3 turbinas de gas (105 MW) y una central de combustión interna (40 MW), perteneciente a una empresa autoprodutora; además, 2 plantas de vapor con una capacidad total de 200 MW sustitutivas de la hidroeléctrica Brito.
- El plan de retiros incluye una planta de vapor de 30 MW y una turbina de gas de 10 MW.

El programa geotérmico paulatinamente fortalecerá al sistema eléctrico, al pasar de una participación del 20% en 1995, al 38% en el año 2000, en lo que a potencia se refiere; mientras que, en lo relativo a energía, el aporte pasará del 25% al 48% en los años indicados.

La rehabilitación de las centrales térmicas será determinante para el cubrimiento de la demanda en los próximos años. La baja disponibilidad de estas centrales, y la salida de varias de ellas como consecuencia de fallas y mantenimientos, ha reducido la disponibilidad y la capacidad disponible, provocando situaciones de racionamiento en el servicio eléctrico. Durante 1994 se ha programado el mantenimiento de las siguientes unidades:

- Rehabilitación de la unidad número 3 de la planta Managua (45 MW), la cual permanecerá fuera de servicio durante 1994. Luego de su rehabilitación, se espera poder operarla durante 15 años más. Los trabajos se han venido realizando con la cooperación del Gobierno de Dinamarca.
- Rehabilitación de la turbina de gas Germán Pomares en Chinandega (14 MW). Esta unidad data de 1967 y se espera, luego de rehabilitarla, obtener 10 MW.
- Recuperación de la planta geotérmica Patricio Argüello. Tiene instaladas dos unidades de 335 MW cada una, pero por reducción de la presión del vapor, solamente puede entregar 52 MW. Se espera, a partir de 1995, recuperar la presión en los pozos geotérmicos.

f) Panamá

El Programa de Ampliación comprende la instalación de 538 MW, 61% en centrales hidroeléctricas y el resto en térmicas, tanto rehabilitadas como nuevas (véase de nuevo el cuadro 4). En forma resumida, el plan considera lo siguiente:

- La puesta en operación de seis centrales hidroeléctricas, denominadas: Guasquitas, Canjilones, Barrigón, Higuerrón, Guabo y Barú. Las dos primeras entrarán por etapas en

1999 y 2001. Con la oferta de energía de estas centrales, la oferta global se ampliará en 1,430 GWh/año de energía firme (1,683 GWh/año en el año promedio).

- El complemento térmico lo integran una planta de ciclo combinado de 130 MW (la mayor termoeléctrica del Istmo) y dos turbinas de gas de 40 MW cada una.
- Parte de las nuevas adiciones se hará considerando la participación de capitales privados. Durante 1994 se iniciarían los procesos de licitación para el proyecto hidroeléctrico Estí, así como para el ciclo combinado.
- La rehabilitación de las centrales térmicas también tiene alta prioridad, dado que el aporte de estas centrales será muy necesario en los próximos años. El programa de rehabilitación del IRHE incluye: Bahía de las Minas I (22 MW), Piesltick II (6 MW) y la turbina John Brow (30 MW) durante 1994; Bahía de las Minas II, durante el segundo semestre de 1994 (37.5 MW); Bahía de las Minas IV, en el segundo semestre de 1996 (37.5 MW).

3. Programa de Inversiones

El resumen del programa de inversiones en generación eléctrica para los países centroamericanos se muestra en el cuadro 5. El detalle de los programas de inversión en generación eléctrica por país aparece en los cuadros 6 al 11. Estos cuadros han sido desglosados en las inversiones que hará la iniciativa privada y las que continuarán haciendo las empresas públicas. En las inversiones de la iniciativa privada únicamente se han incluido aquellas que actualmente están ejecutando, así como aquellas en las que se ha evidenciado la decisión de llevarlas a cabo con el concurso de privados, incluyéndose entre éstas las que han iniciado procesos de licitación o bien han suscrito cartas de intención con los inversionistas privados.

De los resultados mostrados en estos cuadros pueden hacerse los siguientes comentarios:

i. Las inversiones en generación eléctrica en el período 1995-2005 ascienden a 5,556 millones de dólares, representando una inversión promedio anual del orden de 778 millones de dólares.

ii. El comportamiento de las inversiones muestra una tendencia creciente, que se inicia con inversiones del orden de 761 millones de dólares en 1995, hasta llegar a 1,009 millones de dólares en el año 2002. La baja que se muestra a partir del año 2003 obedece a que no en todos los planes de los países aparece reflejado el efecto de las inversiones que se harán para proyectos que iniciarán su operación con posterioridad al 2005, pero cuya construcción se iniciaría en el período analizado. En ese sentido se puede decir que las inversiones a partir del 2003 han sido subestimadas y que las mismas podrían ser del orden de los 1,000 millones de dólares anuales.

iii. Del total de inversiones en el período 1995-2000, se han identificado, para el sector privado, un total de 1,267 millones de dólares. Estas inversiones representan un promedio anual de 211 millones de dólares, lo cual, comparado con las inversiones totales en ese subperíodo (4,135 millones de dólares o 689 millones de dólares anuales), representará el 31%. Debe mencionarse que

dichas inversiones podrían aumentar, sobre todo por que en la mayor parte de los países se están dando cambios en las regulaciones que facilitarían la participación de los privados.

iv. Al incluir las inversiones correspondientes a transmisión y distribución que deberán desarrollar las empresas dentro de sus programas regulares, las inversiones podrían aumentar a montos de 860 millones de dólares anuales en la región centroamericana y, al incluir las inversiones del proyecto SIEPAC, se elevarían alrededor de 900 millones de dólares anuales.

4. Restricciones del financiamiento

Evidentemente los problemas financieros actuales constituyen la mayor restricción en la mayoría de los países. Además de las acciones de reforma y ajuste que están realizando las empresas eléctricas, parece muy importante la búsqueda de nuevas formas y esquemas de financiamiento que permitan a las empresas cumplir con los programas de equipamiento sin tener que recurrir a endeudamientos demasiado honerosos y posibiliten dentro del subsector eléctrico la generación de recursos suficientes para garantizar la expansión y crecimiento de sus sistemas.

CUADRO 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
ESCENARIO BASE

	COSTA RICA			EL SALVADOR			GUATEMALA			HONDURAS			NICARAGUA			PANAMA		
	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)
1990	3,697	682	61.9	2,166	412	60.0	2,317	452	58.5	1,939	351	63.1	1,319	253	59.5	2,738	464	67.4
1991	3,813	718	60.6	2,236	448	57.0	2,425	495	55.9	2,092	377	63.3	1,399	271	58.9	2,894	489	67.6
1992	4,079	763	61.0	2,369	476	56.8	2,712	553	56.0	2,314	433	61.0	1,459	286	58.2	3,002	518	66.2
1993	4,384	814	61.5	2,797	530	60.3	2,950	579	58.2	2,533	447	64.7	1,486	296	57.3	3,193	541	67.4
1994	4,592	884	59.3	2,864	535	61.1	3,356	644	59.5	2,798	507	63.0	1,770	321	62.9	3,343	566	67.5
1995	4,850	933	59.3	2,930	539	62.1	3,562	683	59.5	2,918	529	63.0	1,886	342	63.0	3,518	595	67.5
1996	5,123	985	59.4	3,165	583	62.0	3,781	723	59.7	3,023	548	63.0	2,007	364	62.9	3,696	625	67.5
1997	5,403	1,037	59.5	3,407	627	62.0	4,025	767	59.9	3,130	567	63.0	2,151	390	63.0	3,879	656	67.5
1998	5,692	1,092	59.5	3,639	659	63.0	4,279	814	60.0	3,297	597	63.0	2,327	422	62.9	4,069	688	67.5
1999	6,002	1,150	59.6	3,930	712	63.0	4,541	861	60.2	3,500	634	63.0	2,520	457	62.9	4,266	722	67.5
2000	6,327	1,211	59.6	4,226	766	63.0	4,810	910	60.3	3,707	671	63.1	2,757	500	62.9	4,468	756	67.5
2001	6,667	1,275	59.7	4,523	807	64.0	5,107	961	60.7	3,918	709	63.1	2,967	538	63.0	4,668	790	67.5
2002	7,021	1,342	59.7	4,848	865	64.0	5,423	1,016	60.9	4,135	748	63.1	3,181	578	62.8	4,916	832	67.5
2003	7,388	1,410	59.8	5,193	926	64.0	5,760	1,075	61.2	4,356	788	63.1	3,419	620	63.0	5,174	875	67.5
2004	7,764	1,481	59.8	5,561	992	64.0	6,119	1,137	61.4	4,587	830	63.1	3,662	664	63.0	5,444	921	67.5
2005	8,123	1,547	59.9	5,958	1,063	64.0	6,501	1,204	61.6	4,824	873	63.1	3,915	710	62.9	5,727	969	67.5
Tasas de Crecimiento (%)																		
1993-2005	5.3	5.5		6.5	6.0		6.8	6.3		5.5	5.7		8.4	7.6		5.0	5.0	
1993-2000	5.4	5.8		6.1	5.4		7.2	6.7		5.6	6.0		9.2	7.8		4.9	4.9	
1993-1996	5.3	6.6		4.2	3.2		8.6	7.7		6.1	7.0		10.5	7.1		5.0	4.9	
1995-2000	5.5	5.4		7.6	7.3		6.2	5.9		4.9	4.9		7.9	7.9		4.9	4.9	
2000-2005	5.1	5.0		7.1	6.8		6.2	5.8		5.4	5.4		7.3	7.3		5.1	5.1	
1995-2005	5.3	5.2		7.4	7.0		6.2	5.8		5.2	5.1		7.6	7.6		5.0	5.0	

	TOTAL BLOQUE NORTE			TOTAL BLOQUE SUR			TOTAL DE LA REGION		
	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b
1990	4,483	864	815	9,693	1,750	1,652	14,176	2,614	2,467
1991	4,660	943	890	10,198	1,855	1,751	14,858	2,798	2,641
1992	5,081	1,029	971	10,854	2,000	1,888	15,935	3,029	2,859
1993	5,747	1,109	1,047	11,597	2,098	1,980	17,344	3,207	3,027
1994	6,220	1,179	1,113	12,503	2,278	2,149	18,723	3,457	3,262
1995	6,492	1,222	1,153	13,172	2,399	2,264	19,664	3,621	3,418
1996	6,946	1,306	1,233	13,849	2,522	2,380	20,795	3,828	3,613
1997	7,432	1,394	1,316	14,563	2,650	2,501	21,995	4,044	3,817
1998	7,918	1,473	1,390	15,385	2,799	2,642	23,303	4,272	4,032
1999	8,471	1,573	1,485	16,288	2,963	2,796	24,759	4,536	4,281
2000	9,036	1,676	1,582	17,259	3,138	2,961	26,295	4,814	4,543
2001	9,630	1,768	1,669	18,220	3,312	3,125	27,850	5,080	4,794
2002	10,271	1,881	1,775	19,253	3,500	3,303	29,524	5,381	5,078
2003	10,953	2,001	1,888	20,337	3,693	3,486	31,290	5,694	5,374
2004	11,680	2,129	2,009	21,457	3,896	3,677	33,137	6,025	5,686
2005	12,459	2,267	2,140	22,589	4,099	3,868	35,048	6,366	6,008
T.C (%)									
1993-2005	6.7	6.1	6.1	5.7	5.7	5.7	6.0	5.9	5.9
1993-2000	6.7	6.1	6.1	5.8	5.9	5.9	6.1	6.0	6.0
1993-1996	6.5	5.6	5.6	6.1	6.3	6.3	6.2	6.1	6.1
1995-2000	6.8	6.5	6.5	5.6	5.5	5.5	6.0	5.9	5.9
2000-2005	6.6	6.2	6.2	5.5	5.5	5.5	5.9	5.7	5.7
1995-2005	6.7	6.4	6.4	5.5	5.5	5.5	5.9	5.8	5.8

Fuente: Proyecciones de demanda de los planes de expansión de las empresas eléctricas utilizadas en los planes de expansión: Costa Rica, escenario base; El Salvador El Salvador, demanda ajustada por COS/PLANICEL, para el plan complementario del sistema de generación, período 1993-2010. Guatemala, escenario base; Honduras, Plan Maestro elaborado por Sch.-Lavalin. Nicaragua, Plan de expansión de febrer de 1994; Panamá, escenario moderado, 1990-93 corresponde a datos históricos.

a/ Demanda máxima no coincidente
b/ Demanda máxima coincidente

CUADRO 3
 ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA
 ESCENARIO OPTIMISTA

	COSTA RICA			EL SALVADOR			GUATEMALA			HONDURAS			NICARAGUA			PANAMA		
	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(%)
1990	3,697	682	61.9	2,166	412	60.0	2,317	452	58.5	1,939	351	63.1	1,319	253	59.5	2,738	464	67.4
1991	3,813	718	60.6	2,236	448	57.0	2,425	495	55.9	2,092	377	63.3	1,399	271	58.9	2,894	489	67.6
1992	4,079	763	61.0	2,369	476	56.8	2,712	553	56.0	2,314	433	61.0	1,459	286	58.2	3,002	518	66.2
1993	4,384	814	61.5	2,797	530	60.3	2,950	579	58.2	2,533	447	64.7	1,486	296	57.3	3,193	541	67.4
1994	4,644	894	59.3	3,080	570	61.7	3,156	620	58.2	2,948	534	63.0	1,770	321	62.9	3,411	577	67.5
1995	4,943	951	59.3	3,307	625	60.4	3,377	663	58.2	3,122	566	63.0	1,886	342	63.0	3,640	616	67.5
1996	5,259	1,011	59.4	3,633	680	61.0	3,614	709	58.2	3,308	599	63.0	2,007	364	62.9	3,884	657	67.5
1997	5,586	1,074	59.4	3,958	741	61.0	3,867	759	58.2	3,500	634	63.0	2,151	390	63.0	4,145	701	67.5
1998	5,925	1,138	59.4	4,352	814	61.0	4,137	812	58.2	3,694	669	63.0	2,327	422	62.9	4,427	749	67.5
1999	6,287	1,206	59.5	4,778	894	61.0	4,427	869	58.2	3,910	706	63.2	2,520	457	62.9	4,733	801	67.5
2000	6,666	1,278	59.5	5,204	974	61.0	4,737	930	58.2	4,179	756	63.1	2,757	500	62.9	5,062	857	67.4
2001	7,058	1,353	59.5	5,679	1,046	62.0	5,068	995	58.2	4,481	811	63.1	2,967	538	63.0	5,372	909	67.5
2002	7,467	1,430	59.6	6,176	1,137	62.0	5,423	1,064	58.2	4,794	868	63.0	3,181	578	62.8	5,747	972	67.5
2003	7,894	1,510	59.7	6,693	1,232	62.0	5,803	1,139	58.2	5,119	926	63.1	3,419	620	63.0	6,148	1,040	67.5
2004	8,336	1,593	59.7	7,239	1,333	62.0	6,209	1,219	58.2	5,463	966	64.6	3,662	664	63.0	6,581	1,113	67.5
2005	8,770	1,673	59.8	7,852	1,446	62.0	6,644	1,304	58.2	5,825	1,053	63.1	3,915	710	62.9	7,051	1,193	67.5
Tasas de Crecimiento (%)																		
1993-2005	5.9	6.2		9.0	8.7		7.0	7.0		7.2	7.4		8.4	7.6		6.8	6.8	
1993-2000	6.2	6.7		9.3	9.1		7.0	7.0		7.4	7.8		9.2	7.8		6.8	6.8	
1993-1996	6.3	7.5		9.1	8.7		7.0	7.0		9.3	10.2		10.5	7.1		6.7	6.7	
1995-2000	6.2	6.1		9.5	9.3		7.0	7.0		6.0	6.0		7.9	7.9		6.8	6.8	
2000-2005	5.6	5.5		8.6	8.2		7.0	7.0		6.9	6.9		7.3	7.3		6.9	6.8	
1995-2005	5.9	5.8		9.0	8.7		7.0	7.0		6.4	6.4		7.6	7.6		6.8	6.8	

	TOTAL		BLOQUE NORTE		TOTAL		BLOQUE SUR		TOTAL DE LA REGION	
	(GWh)	(MW)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b
1990	4,483	864	815		9,693	1,750	1,652	14,176	2,614	2,467
1991	4,660	943	890		10,198	1,855	1,751	14,858	2,798	2,641
1992	5,081	1,029	971		10,854	2,000	1,888	15,935	3,029	2,859
1993	5,747	1,109	1,047		11,597	2,098	1,980	17,344	3,207	3,027
1994	6,236	1,190	1,123		12,773	2,326	2,195	19,009	3,516	3,318
1995	6,684	1,288	1,215		13,591	2,475	2,336	20,275	3,763	3,551
1996	7,247	1,389	1,311		14,458	2,631	2,483	21,705	4,020	3,794
1997	7,825	1,500	1,416		15,382	2,799	2,642	23,207	4,299	4,057
1998	8,489	1,626	1,535		16,373	2,978	2,810	24,862	4,604	4,345
1999	9,205	1,763	1,664		17,450	3,170	2,992	26,655	4,933	4,655
2000	9,941	1,904	1,797		18,664	3,391	3,200	28,605	5,295	4,997
2001	10,747	2,041	1,926		19,878	3,611	3,408	30,625	5,652	5,334
2002	11,599	2,201	2,078		21,189	3,848	3,632	32,788	6,049	5,709
2003	12,496	2,371	2,238		22,580	4,096	3,866	35,076	6,467	6,103
2004	13,448	2,552	2,408		24,042	4,336	4,092	37,490	6,888	6,500
2005	14,496	2,750	2,595		25,561	4,629	4,369	40,057	7,379	6,964
T.C (%)										
1993-2005	8.0	7.9	7.9		6.8	6.8	6.8	7.2	7.2	7.2
1993-2000	8.1	8.0	8.0		7.0	7.1	7.1	7.4	7.4	7.4
1993-1996	8.0	7.8	7.8		7.6	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
1995-2000	8.3	8.1	8.1		6.5	6.5	6.5	7.1	7.1	7.1
2000-2005	7.8	7.6	7.6		6.5	6.4	6.4	7.0	6.9	6.9
1995-2005	8.0	7.9	7.9		6.5	6.5	6.5	7.0	7.0	7.0

Fuente: Proyecciones de demanda de los planes de expansión de las empresas eléctricas utilizadas en los planes de expansión: Costa Rica, escenario base; El Salvador Guatemala, escenario base; Honduras, Plan Maestro elaborado por Sch.-Lavalin; Nicaragua, Plan de expansión de febrero de 1994; Panamá, escenario moderado. 1990-93 corresponde a datos históricos.

a/ Demanda máxima no coincidente
 b/ Demanda máxima coincidente

Cuadro 4
Resumen de los Planes de Expansión de las Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano

Año	Total	Costa Rica	MW	El Salvador	MW	Guatemala	MW	Honduras	MW	Nicaragua	MW	Panamá	MW						
1994	271	Miravalles I Boca de Pozo	G G	55 5	B.P. Berlín I (reh.) G	5	Cogenerador I V	8	ELCOSA (autop. I) Turbinas CFE 1,2,3 Autoproducción II Autoproducción III	CI TG TG CI	24 60 75 34	Planta emergencia CI	5	0					
1995	288	Toro I D. Gutiérrez I Autoproducción I	H H H	24 14 8	Acajutla 1 (salida reh.) Soyapango 1-3 (reh.) Autoproducción	V TG CI	-28 55 80	Zunil I Bobos Cogenerador II	G H V	24 10 36	Gas (2x40) ELCOSA (Autop. I)	TG CI	80 56	Gas 1 Managua	TG V	35 -30	BM 3 (salida a rehab) -30		
1996	445	D. Gutiérrez II Toro II Autoproducción II Tejona Autoproducción III Gas	H H H E E TG	6 66 34 20 20 36	Acajutla 2 (salida reh.) Acajutla 1-2 (reh.) V	V V	-30 58	Cogenerador III V	V	40	Diesel CI	25	Autoproducción I V	V	40	Ciclo Combinado B M 3 (entrada) BM 4 (salida a rehab)	CC 30 -30	130 30 -30	
1997	422	Autoproducción IV Miravalles II Collima 2,4	H G -	57 55 -5	Vapor Ciclo Comb. Berlín Boca Pozo (retiro) Gas	V G G TG	32 24 -5 33	Matanzas Las Cuevas Turlingia Vapor Cogenerador IV Vapor 3,4 Lag.	H H H V V V	10 25 1 100 40 -20	Nacaome Diesel	H CI	20 12	San Jacinto I G	G	20	San Fco. 3 ret. B M 4 (entrada)	V 30	-7 30
1998	393	Angostura Miravalles III	H G	177 55	Berlín II Vapor 1 Miravalle (retiro) B.P. retiro	G V G G	24 69 -12 -5	Río Hondo II Pasablen Cogenerador V Gas 2,3 Lag.	H H V TG	30 10 10 -30	Diesel CI	25	San Jacinto II G	G	40			0	
1999	382	Collima 4 Molin 3,4	- -	4 -13	Vapor 2,3	V	138	Trece Aguas Poza Verde Renace Gas 3,4 Esc.	H H H TG	10 5 42 -40	Exp. El Cajón H	146	San Jacinto III P. Arguello	G G	40 20	Esti I (Guasquitas 1 y Canjiliones 1)	H	38	
2000	352	Autoproducción V	H	115	Exp. 5 de nov.	H	120	Amatitlán	G	20	Diesel CI	37	Larreynaga	H	20	Gas 1	TG	40	
2001	349	Autoproducción VI Sn Antonio V2	H V	35 -5	San Marcos	H	80	Santa María II Zunil II Santa María I	H G H	60 20 -6	Gas TG	75	Gas 2	TG	35	Esti I (Guasquitas 1, Canjiliones 1) Esti II (Guasquitas 2, Canjiliones 2 y Barrigon)	H	-38	
2002	237			0	Vapor 4	V	69	Palln Tecuamburro	H G	8 50	Diesel CI	37	Gas 3	TG	35	Gualaca (Higueron y Guabo)	H	38	
2003	587	Gas (2x36)	TG	72	San Vicente I Vapor 5, 6	G V	24 138	El Palmar	H	23	Cangrejal	H	40	Brito	H	250	Gas 2	TG	40
2004	468	Gas (2x36)	TG	72	Vapor 7	V	69	Camotán	H	59	Autoproducción IX	CI	37	G. Pomares, ret. Vapor II	TG	-10 100	Barú Pleistick 1-4, ret.	H CI	165 -24
2005	642.4	Guayabo	H	245	Vapor 8,9 San Miguel (retiro)	V TG	138 -18	Oregano	H	69	Patuca 3 La Ceiba	H CI	193.4 -20	Hoyo/Mte. Galán	G	35			0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: 1. H: hidroeléctricas; G: geotérmicas; V: vapor búnker; VC: vapor carbón
CI: combustión interna; TG: Turbinas de gas; E: Eólicas;

2. Todos los planes corresponden a los vigentes en las empresas al mes de junio de 1994.

Cuadro 4 (Continuación)
Resumen de los Planes de Expansión de las Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano

Año	Total	Costa Rica	MW	El Salvador	MW	Guatemala	MW	Honduras	MW	Nicaragua	MW	Panamá	MW
1994-2000	2444		687		520		413		401		215		208
Hidro	988		501		120		143		166		20		38
Geoter.	322		110		48		44		0		120		0
Termo	1094		36		352		226		235		75		170
Otros	40		40		0		0		0		0		0
Retiro	-171		-22		-22		-90		0		-30		-7
2001-2005	2173		424		518		289		382.4		355		205
Hidro.	1227		280		80		219		233.4		250		165
Geot.	129		0		24		70		0		35		0
Termo.	817		144		414		0		149		70		40
Otros	0		0		0		0		0		0		0
Retiro	-115		-5		-18		-6		-20		-10		-56
TOTAL	4617		1111		1038		702		783.4		570		413
Hidro.	2215		781		200		362		399.4		270		203
Geot.	451		110		72		114		0		155		0
Termo.	1911		180		766		226		384		420		210
Otros	40		40		0		0		0		0		0
Retiro	-286		-27		-40		-96		-20		-40		-63

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: 1. H: hidroeléctricas; G: geotérmicas; V: vapor búnker; VC: vapor carbón
CI: combustión interna; TG: Turbinas de gas; E: Eólicas;

2. Todos los planes corresponden a los vigentes en las empresas al mes de junio de 1994.

Cuadro 5
ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	FLUJOS DE INVERSIONES 1/												
	Total 3/ 1995-2005	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Istmo	8556.4	450.9	760.6	751.2	737.4	617.2	515.7	752.8	901.1	1009.2	987.3	819.8	704.0
Total E. Publicas	7289.6	157.1	357.4	477.1	542.2	462.4	377.2	651.9	901.1	1009.2	987.3	819.8	704.0
Inversiones Privadas 2/	1266.8	293.8	403.3	274.1	195.2	154.8	138.5	100.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costa Rica	1702.6	183.5	305.6	239.2	189.5	45.2	52.8	119.5	121.4	147.2	155.0	174.1	153.3
Total ICE	1462.2	140.1	253.2	201.8	151.9	0.0	0.0	104.2	121.4	147.2	155.0	174.1	153.3
Inversiones Privadas 2/	240.3	43.4	52.3	37.3	37.5	45.2	52.8	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
El Salvador	1603.5	50.7	126.0	165.8	187.0	140.5	106.0	133.0	164.9	180.9	130.7	134.4	134.4
Total CEL	1553.1	17.0	75.5	165.8	187.0	140.5	106.0	133.0	164.9	180.9	130.7	134.4	134.4
Inversiones Privadas 2/	50.4	33.6	50.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Guatemala	1615.0	68.7	110.5	117.0	47.0	81.6	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	192.5
Total INDE	1325.2	0.0	0.0	0.0	9.1	57.2	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	192.5
Inversiones Privadas 2/	289.9	68.7	110.5	117.0	37.9	24.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Honduras	1291.3	79.2	88.8	99.3	167.0	138.6	8.8	70.8	169.5	207.7	137.5	123.8	79.4
Total ENEE	1231.1	0.0	28.6	99.3	167.0	138.6	8.8	70.8	169.5	207.7	137.5	123.8	79.4
Inversiones Privadas 2/	60.2	79.2	60.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nicaragua	1420.2	34.0	77.5	94.9	112.0	156.6	106.3	129.0	175.2	217.3	125.8	108.1	117.4
Total INE	1130.7	0.0	0.0	10.1	27.2	114.2	106.3	129.0	175.2	217.3	125.8	108.1	117.4
Inversiones Privadas 2/	289.5	34.0	77.5	84.8	84.8	42.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Panamá	923.8	34.8	52.3	35.0	35.0	54.8	121.6	161.0	165.8	135.7	117.9	18.0	26.9
Total IRHE	587.3	0.0	0.0	0.0	0.0	11.9	35.9	75.3	165.8	135.7	117.9	18.0	26.9
Inversiones Privadas 2/	336.5	34.8	52.3	35.0	35.0	42.9	85.7	85.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas: 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.

2 Para proyectos hidroeléctricos, se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el kWh.

3 Representan costos a 1993.

Cuadro .6
COSTA RICA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
					1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					183.5	305.6	239.2	189.5	45.2	52.8	119.5	121.4	147.2	155.0	174.1	153.3
Total ICE					140.1	253.2	201.8	151.9	0.0	0.0	104.2	121.4	147.2	155.0	174.1	153.3
Proyectos Hidroeléctricos					93.8	151.8	112.9	112.9	0.0	0.0	104.2	104.2	104.2	104.2	124.2	103.4
Toro I	1995	43.1	24.0	1795.8	17.2											
Daniel Gutierrez	1996	40.6	20.0	2030.4	16.2	16.2										
Toro II	1996	56.6	66.0	857.9	22.6	22.6										
Angostura	1998	376.4	177.0	2126.4	37.6	112.9	112.9									
Guayabo	2005	521.1	234.0	2227.0							104.2	104.2	104.2	104.2	104.2	
Laguna Hule	2007	99.8	66.6	1498.6											20.0	39.9
Los LLanos	2008	142.8	99.0	1442.3												28.6
Pacuare	2009	349.1	156.0	2237.7												34.9
Ayil	2011	253.2	127.0	1993.9												
Siquirres I	2012	633.2	206.0	3073.6												
Siquirres II	2014	140.8	206.0	683.5												
Proyectos Geotérmicos					25.0	69.4	88.9	39.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	49.9	49.9
Miravalles II	1997	124.8	55.0	2268.9	25.0	49.9	49.9									
Miravalles III	1998	97.5	55.0	1773.5		19.5	39.0	39.0								
Tenorio	2006	124.8	55.0	2268.9										25.0	49.9	49.9
Proyectos Térmicos					8.6	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2	43.0	25.8	0.0	0.0
Turbina de Gas	1996	21.5	36.0	597.1	8.6	12.9										
Turbinas de Gas	2003	43.0	72.0	597.1								17.2	25.8			
Turbinas de Gas	2004	43.0	72.0	597.1									17.2	25.8		
Eólicas					12.7	19.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tejona	1996	31.9	20.0	1592.5	12.7	19.1										
Inversiones Privadas 2/				7032.5	43.4	52.3	37.3	37.5	45.2	52.8	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Autoprodutor I	1995	8.7	8.0	1088.0	3.5											
Autoprodutor II	1996	37.0	34.0	1088.0	14.8	14.8										
Autoprodutor III	1996	31.9	20.0	1592.5	12.7	12.7										
Autoprodutor IV	1997	62.0	57.0	1088.0	12.4	24.8	24.8									
Autoprodutor V	2000	125.1	115.0	1088.0			12.5	37.5	37.5	37.5						
Autoprodutor VI	2001	38.1	35.0	1088.0					7.6	15.2	15.2					

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para proyectos hidroeléctricos, se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el KWh.
- 3 El autoprodutor III corresponde a una central eólica.

54

Cuadro 7
EL SALVADOR: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
					1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					50.7	126.0	165.8	187.0	140.5	106.0	133.0	164.9	180.9	130.7	134.4	134.4
Total CEL					17.0	75.5	165.8	187.0	140.5	106.0	133.0	164.9	180.9	130.7	134.4	134.4
Proyectos Hidroeléctricos					0.0	0.0	14.8	44.4	64.1	83.8	39.4	0.0	0.0	9.9	19.7	19.7
Exp. 5 de Noviembre	2000	147.9	120.0	1232.4			14.8	44.4	44.4	44.4						
San Marcos	2001	98.6	80.0	1232.4					19.7	39.4	39.4					
Expansión San Marcos	2006	49.3	40.0	1232.4										9.9	19.7	19.7
Proyectos Geotérmicos					10.9	32.7	43.6	21.8	0.0	0.0	10.9	21.8	21.8	0.0	0.0	0.0
Berlín I	1997	54.5	24.0	2268.9	10.9	21.8	21.8									
Berlín II	1998	54.5	24.0	2268.9		10.9	21.8	21.8								
San Vicente I	2003	54.5	24.0	2268.9							10.9	21.8	21.8			
Proyectos Térmicos					6.2	42.9	107.5	120.9	76.4	22.2	82.7	143.1	159.1	120.9	114.7	114.7
Vapor Ciclo Combinado	1997	30.8	32.0	961	6.2	12.3	12.3									
Turbina de Gas	1997	20.8	33.0	631.8		8.3	12.5									
Vapor 1	1998	111.1	75.0	1481.2		22.2	44.4	44.4								
Vapor 2, 3	1999	191.1	150.0	1273.9			38.2	76.4	76.4							
Vapor 2, 3	2002	111.1	75.0	1481.2						22.2	44.4	44.4				
Vapor 5, 6	2003	191.1	150.0	1273.9							38.2	76.4	76.4			
Vapor 7	2004	111.1	75.0	1481.2								22.2	44.4	44.4		
Vapor 8, 9	2005	191.1	150.0	1273.9									38.2	76.4	76.4	
Vapor 9, 10	2007	191.1	150.0	1273.9											38.2	76.4
Vapor 11, 12	2008	191.1	150.0	1273.9												38.2
Inversiones Privadas 2/				1050.7	33.6	50.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autoproduccion (Diesel)	1995	84.1	80.0	1050.7	33.6	50.4										

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para proyectos hidroeléctricos, se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el KWh.
- 3 Costo de las centrales geotérmicas de acuerdo a valores típicos en otros países de la región

Cuadro 8
GUATEMALA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
					1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					68.7	110.5	117.0	47.0	81.6	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	192.5
Total INDE					0.0	0.0	0.0	9.1	57.2	120.2	139.5	104.4	120.4	320.4	261.5	192.5
Proyectos Hidroeléctricos					0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	61.2	76.0	59.0	120.4	320.4	261.5	192.5
Santa María	2001	149.9	60.0	2498.0					30.0	60.0	60.0					
Palín	2002	6.4	8.0	800.0						1.3	2.6	2.6				
El Palmar	2003	67.4	23.0	2930.0							13.5	27.0				
Camotán	2004	147.4	59.0	2498.0								29.5	27.0			
Oregano	2005	172.4	69.0	2498.0									59.0	59.0		
Chulac	2008	962.6	334.0	2882.0									34.5	68.9	68.9	192.5
														192.5	192.5	192.5
Proyectos Geotérmicos					0.0	0.0	0.0	9.1	27.2	59.0	63.5	45.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Amatitlán	2000	45.4	20.0	2268.9				9.1	18.2	18.2						
Zunil II	2001	45.4	20.0	2268.9					9.1	18.2	18.2					
Tecuamburro	2002	113.4	50.0	2268.9						22.7	45.4	45.4				
Proyectos Térmicos					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones Privadas 2/				13842.8	68.7	110.5	117.0	37.9	24.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cogenerador II	1995	26.4	36	733.3	10.6											
Hidro Bobos	1995	13.2	10	1315.4	5.3	5.3										
Geo Zunil I	1995	17.9	24	747.9	7.2	7.2										
Cogenerador III	1996	29.3	40	733.3	5.9	11.7	11.7									
H. Matanzas	1997	10.8	10	1075.6	2.2	4.3	4.3									
H. Las Cuevas	1997	28.0	25	1119.4	5.6	11.2	11.2									
H. Turingia	1997	0.9	1.0	939.7	0.2	0.4	0.4									
Vapor	1997	130.0	100.0	1300.0	26.0	52.0	52.0									
Cogenerador IV	1997	29.3	40.0	733.3	5.9	11.7	11.7									
Río Hondo II	1998	21.6	30.0	720.6		4.3	8.6	8.6								
H. Pasabien	1998	4.8	10.0	482.3		1.0	1.9	1.9								
Cogenerador 5	1998	7.3	10.0	733.3		1.5	2.9	2.9								
H. Trece Aguas	1999	10.7	10	1069.5			2.1	4.3	4.3							
Rosa verde	1999	5.3	5	1069.5			1.1	2.1	2.1							
Renace	1999	44.9	42	1069.7			9.0	18.0	18.0							

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para proyectos hidroeléctricos, se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el KWh.
- 3 Costo de las centrales geotérmicas de acuerdo a valores típicos en otros países de la región

Cuadro 9
HONDURAS: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
					1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					79.2	88.8	99.3	167.0	138.6	8.8	70.8	169.5	207.7	137.5	123.8	79.4
Total ENEE					0.0	28.6	99.3	167.0	138.6	8.8	70.8	169.5	207.7	137.5	123.8	79.4
Proyectos Hidroeléctricos					0.0	8.0	23.9	23.9	23.9	8.8	26.4	26.4	48.6	70.9	123.8	79.4
Nacaome	1997	n.d.	20.0	n.d.												
Expansión El Cajón	1999	79.7	146.0	546.0		8.0	23.9	23.9	23.9							
El Cangrejal	2003	88.0	40.0	2201.0						8.8	26.4	26.4	26.4			
Patuca	2005	111.0	75	1480.0									22.2	44.4	44.4	
Los LLanitos	2007	264.7	135	1961.0										26.5	79.4	79.4
Proyectos Geotérmicos					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyectos Térmicos					0.0	20.6	75.4	143.1	114.7	0.0	44.4	143.1	159.1	66.7	0.0	0.0
Diesel	1997	30.8	32.0	961		12.3	18.5									
Diesel	1997	20.8	33.0	631.8		8.3	12.5									
Diesel	1998	111.1	75.0	1481.2			44.4	66.7								
Diesel	1999	191.1	150.0	1273.9				76.4	114.7							
T. de gas	2002	111.1	75.0	1481.2							44.4	66.7				
Diesel	2003	191.1	150.0	1273.9								76.4	114.7			
Diesel	2004	111.1	75.0	1481.2									44.4	66.7		
Inversiones Privadas 2/				3137	79.2	60.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Elcosa II	1995	65.2	56	1164	39.1											
Autoproducer II	1995	60.7	75	809	24.3	36.4										
Autoproducer III	1995	39.6	34.0	1164	15.8	23.7										

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para proyectos hidroeléctricos, se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el KWh.
- 3 Se ha supuesto que toda la inversión térmica la realiza la iniciativa privada

Cuadro 10
NICARAGUA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
					1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					34.0	77.5	94.9	112.0	156.6	106.3	129.0	175.2	217.3	125.8	108.1	117.4
Total INE					0.0	0.0	10.1	27.2	114.2	106.3	129.0	175.2	217.3	125.8	108.1	117.4
Proyectos Hidroeléctricos					0.0	0.0	0.0	7.0	94.0	94.0	80.0	80.0	80.0	0.0	25.8	51.6
Larreynaga	2000	35.0	20.0	1750.0				7.0	14.0	14.0						
Brito	2003	400.0	250.0	1600.0					80.0	80.0	80.0	80.0	80.0			
Valentín	2007	129.0	62.0	2080.0											25.8	51.6
Proyectos Geotérmicos					0.0	0.0	10.1	20.2	20.2	0.0	0.0	0.0	16.5	49.4	82.3	65.9
Patricio Arguello	1999	50.5	20.0	2525			10.1	20.2	20.2							
El Hoyo I	2005	82.3	35.0	2352									16.5	32.9	32.9	
El Hoyo II	2006	82.3	35.0	2352										16.5	32.9	32.9
El Hoyo III	2007	82.3	35.0	2352											16.5	32.9
Proyectos Térmicos					0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.3	49.0	95.2	120.9	76.4	0.0	0.0
T. Gas 2	2001	30.8	32.0	961						12.3	18.5					
T. Gas 3	2002	20.8	33.0	631.8							8.3	12.5				
Vapor 1	2003	111.1	75.0	1481.2							22.2	44.4	44.4			
Vapor 2	2004	191.1	150.0	1273.9								38.2	76.4	76.4		
Inversiones Privadas 2/				9344.3	34.0	77.5	84.8	84.8	42.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
T. Gas 1	1995	18.0	35.0	514.3	7.2	10.8										
Autoproduccion	1996	40.5	46.0	880.0	16.2	24.3										
San Jacinto I	1997	53.0	20.0	2650.0	10.6	21.2	21.2									
San Jacinto II	1998	106.0	40.0	2650.0		21.2	42.4	42.4								
San Jacinto III	1999	106.0	40.0	2650.0			21.2	42.4	42.4							

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para proyectos hidroeléctricos, se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el KWh.
- 3 El costo de los proyectos geotérmicos se ha estimado en base a costos de otros proyectos de ese tipo en la región centroamericana.
- 3 En el caso de San Jacinto, parte de la inversión, en un porcentaje que podría llegar al 51%, será realizada por INE.

Cuadro 3.11
PANAMA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION

	Año de entrada	Costo (millones dólares)	Potencia Instalada MW	Costo por KW (\$/KW)	FLUJOS DE INVERSIONES 1/											
					(millones de dólares)											
					1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL PAIS					34.8	52.3	35.0	35.0	54.8	121.6	161.0	165.8	135.7	117.9	18.0	26.9
Total IRHE					0.0	0.0	0.0	0.0	11.9	35.9	75.3	165.8	135.7	117.9	18.0	26.9
Proyectos Hidroeléctricos					0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	75.3	153.9	117.9	117.9	0.0	0.0
Gualaca	2002	90.0	38.0	2368.0						18.0	36.0	36.0				
Baru	2004	392.9	165.0	2381.0							39.3	117.9	117.9			
Proyectos Geotérmicos					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyectos Térmicos					0.0	0.0	0.0	0.0	11.9	17.9	0.0	11.9	17.9	0.0	18.0	26.9
T. Gas 1 (Aeroderivativa)	2000	29.8	40.0	744					11.9	17.9						
T. Gas 2 (Aeroderivativa)	2003	29.8	40.0	744								11.9	17.9			
T. Gas 3 (STIG)	2006	44.9	50.0	898											18.0	26.9
Inversiones Privadas 2/				5433	34.8	52.3	35.0	35.0	42.9	85.7	85.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ciclo Combinado	1996	87.1	130	670	34.8	34.8										
Esti I	1998	87.4	38	2300		17.5	35.0	35.0								
Esti II	2001	214.3	87.0	2463					42.9	85.7	85.7					

Fuente: Planes de expansión de las empresas eléctricas y estimaciones de CEPAL.

Notas:

- 1 Los flujos de inversión han sido calculados de acuerdo a la distribución en proyectos típicos.
- 2 Para proyectos hidroeléctricos, se ha supuesto una rentabilidad del inversionista a partir del precio fijado para el KWh.
- 3 Para los proyectos asignados al sector privado no se ha determinado el esquema de financiamiento ni el porcentaje de participación del IRHE.

IV. PARTICIPACION DE LA EMPRESA PRIVADA EN EL SUBSECTOR ELECTRICO DE LA REGION

Como se anotó con anterioridad, en todos los procesos de reforma de los marcos regulatorios en los países del Istmo Centroamericano se ha contemplado la participación de la empresa privada. En consecuencia, durante los primeros años de la década de los noventa, los países comenzaron a fomentar la entrada de estos nuevos actores en el subsector eléctrico, principalmente en el segmento de la generación.

Sin embargo, las primeras experiencias en la región indican que tres factores se han constituido como los principales obstáculos para asegurar que dicha participación sea eficiente y con el menor costo para la sociedad. Estos factores son: la debilidad institucional, la ausencia de marcos regulatorios adecuados, y las situaciones de virtual desabastecimiento eléctrico que han vivido, en mayor o menor grado, cinco de los seis países de la región. Las condiciones anteriores, sumadas al reducido tamaño de los sistemas de la región, han sido determinantes para dificultar la creación de verdaderas condiciones de competencia en el segmento de la generación, con la presencia de los nuevos actores.

En algunos países la participación de los privados en la producción de electricidad es ya significativa, precisamente por el tamaño de los sistemas y por el rezago en las inversiones del subsector. A nivel regional, la generación privada participó con solamente el 0.3% de la generación total (40 GWh) en 1992, mientras que el año siguiente, su participación se incrementó al 3.7% (646 GWh). De acuerdo con los planes de expansión, y los contratos firmados y en proceso, se esperan incrementos aún mayores en los próximos años. El cuadro siguiente muestra un resumen, por país, de la generación privada en operación, en construcción y en etapa de gestión para su desarrollo posterior (estudios, contratos iniciales y licitación).

A continuación se describe brevemente la situación en cada uno de los países. En los casos de centrales en operación, se hace un rápido análisis de las principales características de los contratos de generación utilizados. Lo anterior no se ha hecho en los casos de contrataciones en proceso o recién iniciadas, dado que por lo general existen acuerdos de confidencialidad de los contratos entre las empresas compradoras y vendedoras.

ISTMO CENTRAMERICANO: RESUMEN DE LOS PROYECTOS DE GENERACION
PRIVADA EN OPERACION, CONSTRUCCION Y GESTION
(MW)

País	Operación	Construcción	Gestión	Total
Total	252.7	308.5	745.7	1,306.9
Costa Rica	19.4	-	160.0	179.4
El Salvador	-	80.0	-	80.0
Guatemala	153.3	75.0	258.2	486.5
Honduras	80.0	125.0	39.5	244.5
Nicaragua	-	28.5	120.0	148.5
Panamá	-	-	168.0	168.0

a) **Costa Rica**

El primer país en contar con un nuevo marco del subsector eléctrico fue Costa Rica, publicándolo el 18 de octubre de 1990 en su Diario Oficial, la Ley No. 7200, la cual autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela. Posteriormente, el 21 de marzo de 1991, fue publicado el Decreto No. 20346-MIRENEM, que constituye el reglamento a la ley en mención.

El interés de la iniciativa privada ha quedado comprobado por la gran cantidad de solicitudes que se han presentado, a tal grado que al mes de noviembre de 1994, se habían autorizado un número suficiente de concesiones para alcanzar el 15% de participación establecido por la ley (alrededor de 160 MW). Los planes de expansión oficiales del ICE ya incluyen proyectos privados. Según información proporcionada por la Asociación Costarricense de Productores Privados de Energía (ACOPE), se tienen identificados proyectos que representan unos 700 MW; sin embargo, el tope de participación fijado por la ley constituye un obstáculo para los privados. Además de los proyectos hidroeléctricos, se está también analizando la aprobación de una central eólica; la cual requerirá consideraciones contractuales especiales.

En los contratos firmados hasta la fecha, el "costo evitado" acordado es cercano al costo marginal. En promedio se han establecido valores del orden de 0.063 dólares/kwh, con un ajuste anual. Asimismo se han definido, dependiendo del tipo de central, tarifas monómicas (solo energía) y tarifas binómicas (potencia y energía).

Algunos puntos que podrían estar en discusión en la legislación, de acuerdo a comentarios de funcionarios del ICE, el SNE y ACOPE, son los siguientes:

- El incremento del techo del 15% como límite para la participación de los privados dentro del sistema. ACOPE ha contratado consultores para realizar un estudio que justificaría la solicitud que esta asociación presentará al SNE. Se menciona como una de las posibles justificaciones de este aumento, la exportación a los países vecinos de los excedentes que los privados generarían.
- El incremento del límite de 20 MW en la capacidad instalada de un proyecto
- El aumento de la participación de capitales extranjeros en un porcentaje mayor al 35% fijado en la actualidad, así como su participación bajo otras modalidades.
- El incremento de los plazos de las respectivas concesiones, justificado por el hecho de que en la actualidad, el plazo de 15 años se reduce sustancialmente al considerar el tiempo que se llevan los estudios de ingeniería, gestiones de financiamiento y construcción (4 años en promedio).

Se pueden detectar algunos elementos que reflejan el clima prevaleciente en el ámbito de los inversionistas privados, entre los cuales sobresale la buena relación de las partes involucradas. La aprobación de la elegibilidad de un proyecto por parte del ICE constituye un respaldo a los privados para la consecución de los financiamientos. De esta forma, el BID aprobó el financiamiento para un proyecto hidroeléctrico privado. Por otro lado, existe una alta capacidad en la ingeniería local, cuya mayor parte proviene de la experiencia del ICE, pues un fuerte grupo de los consultores fue formado en ese instituto.

b) El Salvador

La participación de la empresa privada en este país se inició en el mes de mayo de 1994, con la firma de un contrato de generación para una central térmica, entre la CEL y la compañía TRIGEN Energy Corporation. La capacidad del proyecto es de 80 MW y entregará su producción en 115 KV a la subestación Nejapa. Este proyecto entrará en operación a mediados de 1995. Con la inclusión de TRIGEN, en 1995 la capacidad instalada en El Salvador será de 895 MW, de los cuales un 9% corresponderá a centrales privadas.

Por requisitos de confidencialidad de la información, acordados entre las partes contratantes, no se tuvo a vista el contrato suscrito; sin embargo, se sabe que un equipo especializado de la CEL, empezó a trabajar desde mediados de 1993, con el objetivo de proponer y negociar las mejores condiciones para esta contratación, habiendo analizado otras experiencias tanto de la región como de otros países latinoamericanos. Las instalaciones realizadas por la CEL durante 1992 y 1993 le permitieron contar con cierto margen de maniobra para negociar con menores presiones los contratos con los privados, situación diferente a lo ocurrido en otros países de la región, los cuales presentaban ya o estaban muy cercanos a presentar problemas de racionamiento de electricidad.

Sin embargo, conviene mencionar que la firma de este contrato con la empresa privada se dio previo a la aprobación por el poder legislativo de las nuevas leyes del sector energético, las

cuales, en sus versiones de anteproyecto, establecen la creación de un ente regulador del sector y un marco regulatorio para el subsector eléctrico.

Con respecto a la cogeneración, ya se han iniciado acercamientos con los azucareros; sin embargo, los ingenios de ese país fueron recientemente privatizados y están en proceso de realizar modernizaciones a su industria, por lo cual estos proyectos no se vislumbran en los próximos años.

c) Guatemala

En la actualidad, Guatemala es el país con la mayor participación de generación privada en el Istmo Centroamericano. Adicionalmente a las razones ya explicitadas que han favorecido la entrada de estos nuevos actores, en el caso de este país han existido algunas situaciones particulares. En primer lugar, los continuos retrasos en los planes de expansión del subsector provocaron una paulatina reducción en los márgenes de reserva del sistema eléctrico. Esta situación, aunada a condiciones meteorológicas adversas, fueron las causas que provocaron serios racionamientos durante dos meses en el año 1991. En segundo lugar, el endurecimiento de las relaciones con la banca internacional de desarrollo, que incluso llevó a revocar, en 1992, la utilización de un préstamo aprobado desde 1986 para finalizar la construcción de la central geotérmica de Zunil I (20 MW).

En cuanto a los aspectos legales, no existe en la actualidad una Ley Eléctrica que regule el subsector y la participación de los generadores independientes. El Congreso discutía, en noviembre de 1994, una nueva ley constitutiva del INDE; posteriormente, tratarían lo relacionado con la ley eléctrica general. Conviene mencionar que la ley vigente de creación del INDE concede a esta institución el derecho de controlar la producción de electricidad en el país, sin mencionar ningún impedimento legal para establecer contratos de compra/venta de energía con el sector privado. Por otro lado, la existencia de una empresa distribuidora en el país (Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima, EEGSA), que funciona bajo el régimen de las sociedades mercantiles privadas, y cuyo accionista mayoritario es el Estado, a través del INDE, ha facilitado las contrataciones de generación privada por medio de dicha empresa.

La participación privada en Guatemala se empezó a considerar hacia finales de la década pasada, y se ha manifestado hasta la fecha bajo las modalidades de generadores independientes y de cogeneración.

i) Generadores independientes en operación. El primer contrato de generación independiente fue firmado a finales del año 1991 por la empresa EEGSA, como parte de una política conjunta con el INDE, encaminada a enfrentar el abastecimiento eléctrico del país. Conviene recordar que la crisis del subsector, en septiembre de 1991, puso en evidencia la fragilidad del sistema y el agotamiento de las reservas hidráulicas con que se había contado en el período 1986-1990. Adicionalmente, este contrato tuvo otra justificación, ya que contemplaba también el suministro a una nueva industria siderúrgica, la cual se estaba instalando en la zona sur del país. De esta forma,

el autoproducer ENRON^{20/} entró en operación en diciembre de 1992, con una capacidad instalada de 110 MW.

Las principales características de esta contratación son las siguientes:

- 1) Forma de contratación. Fue suscrito bajo la modalidad "take or pay", al quedar determinado un precio alto por potencia, el cual garantiza un ingreso al autoproducer, sea que opere o no. Este cargo asegura el retorno mínimo de la inversión del autoproducer.
- 2) Plazo. El contrato se realizó considerando un plazo de operación de 15 años.
- 3) Obras. La empresa autoproducer se encargó de la realización completa del proyecto, hasta el punto de entrega de la energía eléctrica, que lo constituyen las barras de 230 KV de su subestación elevadora. Por su parte, la empresa EEGSA construyó una línea de aproximadamente 40 km para llevar la electricidad a una nueva subestación de maniobras, cercana a la subestación existente de Escuintla.
- 4) Precio. El precio comprende dos cargos, uno por potencia y otro por energía. El término por potencia es escalado a una tasa del 2.28% anual durante los primeros 13 años de operación, a partir de un valor inicial de 17 dólares/kW/mes. El término de energía fue fijado a 0.035 dólares/kWh, sujeto a variaciones, dependiendo del precio internacional del petróleo, para lo cual se utilizan como referencia los precios reportados en la publicación conocida como Platt's,^{21/} tomando como precio base el correspondiente al búnker de bajo contenido de azufre (% máximo) para Nueva York, a inicio de diciembre de 1991.
- 5) Exhoneraciones. La empresa compradora (EEGSA) asume todos los costos de impuestos, tributos y/o tarifas arancelarias derivadas de la importación de combustibles. El pago de otros impuestos le corresponderá a ENRON, según las leyes del país.
- 6) Penalizaciones. Existen penalizaciones en caso de que el vendedor no pueda operar con un mínimo de 75% de factor de planta.
- 7) Otros cargos financieros. El contrato contempla un depósito de garantía de 7.25 millones de dólares de los Estados Unidos, el cual permanece vigente durante los primeros siete años de operación del proyecto. A partir de esa fecha, el depósito es gradualmente devuelto a la empresa EEGSA. Conviene mencionar que este depósito constituye un cargo financiero que, en promedio, significará, durante los primeros siete años de operación de la central, un incremento de 0.078 cUS\$/kWh, si se supone un costo financiero del 7.5%; dicho recargo se elevaría a 0.131 cUS\$/kwh, con una tasa del 12.5%. Este recargo financiero puede considerarse como una carga adicional que el inversionista está exigiendo para garantizar sus inversiones en el país. Esta situación implica que uno de los objetivos de la empresa en sus futuras negociaciones, sería buscar los mecanismos y

^{20/} Contractualmente el compromiso fue suscrito con la firma TEXAS OHIO POWER INC.

^{21/} Platt's Oilgram Price Report, publicado por Mac Graw-Hill Inc.

formas para reducir o eliminar dicho cargo, que en todo caso debería ser parte del riesgo del inversionista.

Como resultado de la aplicación de este contrato, durante 1993 el precio promedio pagado fue de 0.0657 dólares/kwh, para un factor de planta promedio de 63%; sin embargo, es conveniente resaltar que durante el mes de mínima utilización se pagaron 0.1088 dólares/kwh, para un factor de planta de 36%.^{22/} Sobre la base establecida en el contrato, en el siguiente cuadro se estiman los precios promedio que se pagarían en los años 1995, 2000 y el 2005, considerando tres valores del precio del búnker y factores de planta del 50% y 80%.

**GUATEMALA: ESTIMACION DEL PRECIO PROMEDIO PARA EL
AUTOPRODUCTOR ENRON**

(dólares/kWh)

	FP*	50%		FP*	80%	
		Precio	del	Búnker	US\$/Bl	
	14.75	16.00	18.00	14.75	16.00	18.00
1995	.0844	.0837	.0912	.0659	.0687	.0736
2000	.0924	.0953	.1001	.0709	.0738	.0786
2005	.0974	.1004	.1051	.0740	.0770	.0817

Nota: * Factor de planta, en porciento.

ii) Cogeneración actual. En 1987 se iniciaron las negociaciones entre el INDE, la EEGSA y los ingenios azucareros, los cuales tienen sus principales instalaciones ubicadas en la zona sur del país, precisamente en el área de operación de la empresa EEGSA. Durante 1989 y 1990 se formaron diferentes comisiones con el objetivo de analizar las metodologías para fijar los precios de las transferencias de los cogeneradores hacia las empresas eléctricas, y facilitar de esta forma la producción de energía por parte de los agentes privados. Para estas tareas se contó con la cooperación de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID/ROCAP): Sobre la base de que los precios de la energía eléctrica deber ser los

^{22/} Este precio fue pagado durante el mes de septiembre de 1993, durante el cual los niveles de los embalses llegaron a su máximo, y se buscó un punto de equilibrio que permitiera minimizar los derrames, la facturación de ENRON y los costos operativos del sistema. Durante ese mes incluso existieron transferencias de Guatemala hacia El Salvador. Este es uno de los casos que ejemplifican las situaciones que deben tratar de evitarse en la negociación de contratos con privados, situación que tienen mucho que ver con las condiciones de la carga mínima de los sistemas y con la planificación operativa.

adecuados como para maximizar los beneficios económicos para la sociedad, se determinaron los costos marginales y se prepararon los modelos de los contratos de compra-venta de potencia y energía.

Los costos marginales han servido de indicador para la fijación de los precios, aunque por lo general éstos han quedado establecidos a un nivel superior, prevaleciendo como referencia el utilizado en el contrato firmado con ENRON. Por otro lado, en el principal contrato suscrito hasta el momento con un cogenerador, el precio de la energía eléctrica resultó ligeramente inferior al pactado con ENRON, teniendo como diferencias principales, las siguientes: i) no existe un depósito de garantía para la inversión; ii) la generación a entregar se fija anualmente; iii) la penalización se aplica a partir del 80% de incumplimiento en la entrega de la generación programada, y iv) el factor de planta anual mínimo a cumplir es del 50%.

La cogeneración instalada a 1993 era de alrededor de 20 MW, mayoritariamente térmica, incluyendo únicamente el caso de una pequeña hidroeléctrica (El Capulín, con 3 MW), operada por una industria de gases industriales.

iii) Otras contrataciones realizadas. Recientemente EEGSA y ENRON suscribieron un contrato tipo O&M para la operación, por parte del segundo, de una turbina de gas de 50 MW (turbina marca Stewart & Stevenson, conocida como gas no. 6 de Escuintla) propiedad de EEGSA. No se conocen los detalles de esta contratación.

iv) Autoprodutores futuros. No obstante que a la fecha no existe un marco regulatorio específico para la inversión privada en el subsector eléctrico, las autoridades del INDE han seguido avanzando en la instrumentación de nuevos proyectos privados, casi como único mecanismo para garantizar generación futura en el mediano y largo plazos. Las últimas acciones tomadas a la fecha, enmarcadas dentro de la planificación indicativa del INDE, son las siguientes:

1) Contrataciones de Emergencia. Siempre en el contexto de la necesidad de incrementar la capacidad instalada para reducir situaciones potenciales de desabastecimiento eléctrico, el Gobierno de Guatemala emitió, en 1993, el Acuerdo Gubernativo No. 815-93, que permitía la contratación directa de generación privada, sin necesidad de recurrir a los procedimientos habituales. Dentro de este marco, se suscribieron a final de 1993, un total de 12 contratos, que se resumen en el cuadro siguiente.

GUATEMALA: CONTRATOS DE GENERACION PRIVADA SUSCRITOS POR INDE

Tipo	Número de contratos	Capacidad MW
Total	12	187.5
Geotérmico	1	24.0
Hidráulico	10	160.2
Térmico	1	3.3

Con excepción de tres proyectos, las condiciones bajo las cuales fueron acordados los contratos reflejan su calidad de documentos de intención, que servirían a los privados para avanzar en las fases de factibilidad de los proyectos y conseguir los financiamientos necesarios. La fecha límite para que los privados formalicen la ejecución de estos proyectos es enero de 1995. Existen indicios de que algunos de los proyectos no se concretarán en el mediano plazo.

Los tres proyectos que son la excepción al caso anterior corresponden a una central térmica que ya esta operando en un sistema aislado; a la hidroeléctrica de Río Bobos (10 MW) en la zona atlántica del país, que entrará en operación en marzo de 1995, y a la central geotérmica de Zunil I, en la cual el INDE había hecho ya inversiones avanzadas que permiten tener la producción del vapor geotérmico.

2) Licitación de 150 MW térmicos. En noviembre de 1994 fueron entregadas a las compañías interesadas, las bases para suministrar 150 MW térmicos en la zona atlántica del país, proyecto que incluye la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 200 km de longitud. Su entrada en operación se estima para finales de 1998. Sin embargo, no se conocen los pormenores de esta licitación, dado que en la fase actual toda la documentación de este proyecto es confidencial. Un punto interesante de esta central constituye el hecho de que su realización facilitaría el proyecto de interconexión Guatemala-Honduras, dado que se reforzaría el sistema de transmisión guatemalteco en una zona cercana a la central hidroeléctrica Francisco Morazán.

v) Cogeneradores futuros. El programa de cogeneración de la empresa EEGSA contempla incrementar la capacidad a 179 MW en 1998, de acuerdo con el siguiente cronograma:

GUATEMALA: PROGRAMA DE COGENERACIÓN^{23/}

Año	Zafra MW	No Zafra MW	Energía GWh
1994	30	16	60
1995	71	45	190
1996	95	65	370
1997	164	127	540
1998	179	132	590

Además del bagazo, para poder mantener una operación durante todo el año, se deberán consumir combustibles fósiles.

vi) Comentarios generales. Los precios de compra de la energía eléctrica a los privados parecen ser razonables, si se comparan con los costos marginales calculados para el subsector, o bien con las tarifas al usuario final. Sin embargo, al analizarlos dentro de la problemática financiera del subsector, saltan a la vista los siguientes problemas:

- El subsidio del INDE hacia la EEGSA. A la fecha, el primero vende energía a la segunda a una tarifa del orden de 0.0475 dólares/kwh, bastante menor que el precio que EEGSA está pagando a los generadores independientes.
- La falta de readecuación de las tarifas, incluso la no aplicación de los ajustes por combustible, los cuales se encuentran aprobados en los pliegos tarifarios vigentes; sin embargo, por decisiones de índole política no se han aplicado.

Parte de los problemas anteriores se están resolviendo en una tarifa que recientemente fue aprobada por el ejecutivo; sin embargo, un amparo interpuesto a nivel de la Procuraduría de Derechos Humanos ha dejado en suspenso la vigencia del nuevo pliego tarifario.

^{23/} Información del programa de cogeneración de EEGSA. El período de zafra empieza en el mes de noviembre y termina en el mes de mayo del año siguiente. La potencia en período de zafra, corresponde a la esperada en el mes de diciembre. La energía se ha calculado en base a un factor de planta del 50%.

d) **Honduras**

Las contrataciones de generación privada en Honduras han debido hacerse en el marco de la mayor crisis de suministro eléctrico ocurrida hasta la fecha en la región del Istmo Centroamericano. Los antecedentes a la participación de los actores privados en este caso son parecidos a los mencionados en la crisis de suministro de Guatemala, pero agravados por la alta dependencia que ha existido en Honduras en la componente hidráulica, principalmente en la producción de la central Francico Morazán. Las tres principales situaciones que antecedieron o acompañaron a la generación privada, se mencionan a continuación:

- Continuos retrasos y postergaciones de los programas de equipamiento y mantenimiento. Entre 1989 y 1990 se llevó a cabo, con apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), una revisión de los planes de expansión de la ENEE, recomendando un programa de equipamiento a base de turbinas de Gas y de unidades diesel de baja velocidad,^{24/} las cuales deberían instalarse a partir de 1992. Posteriormente, en 1992, la CEPAL colaboró con la ENEE en la revisión de sus programas de expansión, visualizando en ese estudio la inminente crisis de abastecimiento, motivo por el cual se recomendaba, como medida de emergencia, la instalación en el corto plazo de turbinas de gas con una capacidad total de 125 MW en 1994, bajo el supuesto de que la ENEE iniciaría de inmediato un programa de rehabilitación y mantenimiento de su parque térmico.^{25/}
- Alto crecimiento de la demanda. A nivel de generación neta disponible, tanto en el período 1985-1990 como en el período 1990-1993, se registraron crecimientos del orden de 6.9%, que constituyen los más altos registrados en la región en esos años.
- Situación financiera difícil y complicaciones en la obtención de financiamiento con la banca internacional de desarrollo. Se conoce que Honduras hizo esfuerzos para concretar el financiamiento de las nuevas turbinas de gas, pero éste no pudo concluirse.

Bajo esas circunstancias, la ENEE suscribió, en diciembre de 1993, un contrato con la empresa Electricidad de Cortez, Sociedad Anónima (ELCOSA). Posteriormente, suscribió otros contratos de generación privada que se analizan a continuación.

i) Contrato con ELCOSA. Esta firma se había constituido con anterioridad para suministrar energía a varias industrias, reunidas en el grupo denominado Compañía Eléctrica de Honduras, S. A. de C. V. (HECO, por sus siglas en inglés de Honduras Electric Company). Por medio del contrato firmado, ELCOSA se comprometió a entregar 24 MW a partir de abril de 1994, suministro que aumentaría a 54 MW a partir de diciembre del mismo año; estos últimos

^{24/} Véase, PNUD/ENEE/Campero, Franklin, Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de Honduras, Informe Final, enero de 1990.

^{25/} Véase, CEPAL, **Subsector Eléctrico de Honduras: Análisis de la Expansión de la Generación** (LC/MEX/R.366), 5 de octubre de 1992.

por medio de generadores diesel de media velocidad, con capacidad de 10 MW cada uno. Existe también la intención de incrementar la capacidad de ELCOSA a 80 MW en 1995.

Las condiciones generales de este contrato se describen a continuación:

1) Forma de contratación. Este contrato es una variante del tipo "take or pay", en el cual se considera un bloque de energía obligada que ENEE deberá comprar obligatoriamente, por una cantidad de 19 GWh/mes, lo cual corresponde a una operación de un factor de planta del 55%. Adicionalmente, ENEE podrá comprar un segundo bloque de energía, el cual se pactará periódicamente y tendrá un costo superior al primer bloque.

2) Plazo. El contrato se ha suscrito para un período de 15 años.

3) Obras. Todas las obras de instalación, incluyendo la subestación elevadora a 138 KV, son por cuenta del generador privado, así como las obras de interconexión, las cuales contemplan una pequeña línea de transmisión y la bahía de conexión a la subestación Puerto Cortez. La amortización de las obras de interconexión están consideradas dentro del precio contratado.

4) Precios. El precio ha sido fijado para dos períodos, el primero, denominado de emergencia, que regirá durante un año, y el segundo, denominado permanente, que regirá a partir del segundo año de operación y el cual tiene precios menores al primero. Los precios se han establecido por medio de complicadas fórmulas que incluyen costos en moneda local y en dólares, así como indexaciones en base a los índices de precios al consumidor, a la tasa de cambio de la moneda local con respecto al dólar estadounidense, y a los precios de los combustibles. Para estos últimos se estableció como referencia un precio base de 10.35 dólares por barril y los precios reportados por la publicación Platt's para el petróleo número 6 (búnker), cargo Nueva York-Boston, con 2.2% máximo de contenido de azufre.

Sin considerar variaciones en los índices de inflación y una tasa de cambio de 7.26 lémpiras por dólar estadounidense, en el cuadro siguiente se estiman los costos promedio para cuatro valores del precio del combustible y factores de planta del 50% y 80%, tanto en el período de emergencia como en el período permanente.

HONDURAS: ESTIMACION DEL PROMEDIO DE COMPRA AL
AUTOPRODUCTOR ELCOSA

(dólares/KWh)

Precio	Período	Emergencia	Período	Permanencia
Búnker \$/Bl	FP 50 %	FP 80 %	FP 50 %	FP 80 %
10.35	0.1153	0.0950	0.0858	0.0776
14.75	0.1358	0.1156	0.1011	0.0941
16.00	0.1463	0.1215	0.1055	0.0988
18.00	0.1510	0.1308	0.1124	0.1063

En las facturaciones de junio y julio de 1994, los precios promedio pagados a ELCOSA fueron de 0.0962 y 0.1023 dólares/kwh. En dichos meses, el costo del combustible reportado fue de 11.42 y 12.69 dólares por barril, respectivamente, y la operación correspondió a factores de planta del 85 y 98%, respectivamente.

5) Exhoneraciones. El costo de los impuestos derivados de la importación de combustibles de ELCOSA es por cuenta de la ENEE.

6) Otros cargos financieros. No existe depósito de garantía y este contrato fue aprobado por la Asamblea Legislativa y avalado por el Gobierno del país.

ii) Otras Contrataciones. Adicionalmente, luego de las respectivas licitaciones, fueron aprobadas las siguientes contrataciones:

1) Con la compañía American International Development Corporation Inc., para el suministro inicial de 75 MW y 360 GWh (factor de planta del 55%). El proyecto comprenderá una turbina con ciclo de recuperación, que llegaría a tener 110 MW.

2) El contrato tipo ROM (rehabilitación, operación y mantenimiento) para las centrales termoeléctricas de Puerto Cortez y La Ceiba.

Actualmente está en proceso otra licitación para la instalación de una turbina de gas de 39.5 MW en la subestación Pavana.

Asimismo, desde 1992 una compañía privada opera el servicio de energía eléctrica en la isla Roatán, en el Océano Atlántico.

iii) Comentarios. Con la participación de los generadores privados, evidentemente se deberán tomar algunas medidas para aliviar el impacto financiero que provocará el costo de esta producción en la empresa ENEE. Se deberían contemplar, por ejemplo, ajustes tarifarios, recuperación de la cartera vencida, reducción de las pérdidas eléctricas, programas de ahorro y uso eficiente de la energía, etc.

v) **Nicaragua**

La situación bajo la cual se ha iniciado la participación de la generación privada en este país, también ha sido bajo la presión de racionamientos en el servicio eléctrico. Sin embargo, la magnitud de esta crisis ha sido menos severa que en los dos países anteriores por haber tenido la demanda un crecimiento menos pronunciado. No obstante, retrasos en los programas de mantenimiento, así como en los planes de expansión también han sido la tónica observada en Nicaragua.

A continuación se describen las principales contrataciones efectuadas o en curso.

1) Contrato con US Power and Light. En septiembre de 1994 se suscribió un contrato de generación privada con la compañía US Power and Light, con el propósito de instalar una central térmica con una capacidad de 28.5 MW. Esta generación estará disponible a partir de agosto de 1995 y el precio promedio que se espera pagar es del orden de 0.06 dólares/kwh.

2) Proyecto Geotérmico de San Jacinto. Se está desarrollando un proyecto de capital mixto para la construcción y operación de una planta geotérmica de 120 MW, mediante un consorcio ruso-nicaragüense. El INE contribuye actualmente con el 20% de la inversión; sin embargo, existe la opción por parte de este Instituto de elevar su participación hasta el 51%, en función de sus posibilidades. El plan de incorporación de potencia para este proyecto prevé contar con una capacidad disponible de 23 MW en 1997, 46 MW adicionales en 1998 y otros 46 MW en 1999. El precio promedio de compra de energía para este proyecto podría ser del orden de lo 0.055 dólares/kwh. El precio promedio de venta de energía del INE al usuario final se encuentra en el orden de 0.08 dólares/kwh, el cual daría al INE un margen de intermediación para las transacciones con los privados.

3) Otros proyectos. Existen negociaciones con los ingenios San Antonio y Victoria, en la modalidad de cogeneración, para el suministro de los excedentes de energía eléctrica durante el período de zafra. Estos proyectos podrían aportar cerca de 23 MW cada uno. Sin embargo, las principales dificultades existentes para llegar a un acuerdo son los precios exigidos por estos ingenios, los cuales en principio serían del orden de 0.07 dólares/kWh. Aunque la justificación de este precio alto se le atribuye al riesgo asociado al país para ese tipo de inversiones, al parecer este precio se alinearía con los resultados obtenidos por los ingenios en Guatemala.

vi) Panamá

Las situaciones de racionamiento que ha enfrentado este país pueden considerarse de muy baja magnitud, en comparación con lo ocurrido en otros países vecinos de la región. Lo anterior se explica por la reserva con que ha contado el sistema panameño y por otro lado, por las rehabilitaciones efectuadas en el parque térmico, así como por la ganancia en energía que significará el proyecto de elevación de la presa de la central hidroeléctrica Fortuna.

En marzo de 1994, el Departamento de Planeamiento del IRHE finalizó la actualización de su Plan de Expansión. Dicho plan contempla la instalación de un ciclo combinado de 130 MW y la etapa inicial del proyecto hidroeléctrico Esti I (38 MW) en 1999. Ambas centrales serán realizadas con participación de la iniciativa privada, para lo cual se iniciarían los procesos de licitación durante 1994. A la fecha no se tiene conocimiento del resultado o estado actual de los procesos de licitación antes mencionados.

V. PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO REGIONAL CON UNA OPERACION COORDINADA DE LOS SISTEMAS NACIONALES

A. ESCENARIOS, BASES Y CRITERIOS

1. Metodología

Como modelo auxiliar para el análisis de la situación de los sistemas de generación se utilizó el modelo denominado SOSEICA, que es un simulador de sistemas de generación hidrotérmicos a nivel semanal. Este modelo permite calcular, en un período especificado, los valores de potencia, energía y combustibles utilizados en cada uno de los sistemas eléctricos nacionales, así como las transferencias entre países en caso de operación integrada. En el caso de Honduras, debido a los problemas de racionamiento por los que atravesó ese país durante 1994, y la necesidad de responder a incógnitas como la evolución de los niveles de los embalses durante los próximos años, se utilizaron las herramientas desarrolladas dentro el proyecto PARSEICA.

2. Bases del estudio

Las bases para el desarrollo del estudio, son las siguientes:

a) Informaciones oficiales entregadas por los países del Istmo

Plan de ampliación del sistema generador, escenario de demanda base y optimista, escenario hidroenergético promedio y crítico, capacidad efectiva reportada en los informes de operación, y rendimiento histórico de las centrales termoeléctricas existentes.

b) Supuestos

- Combustibles: el costo del petróleo se consideró constante durante todo el período en estudio. A continuación se resumen los precios utilizados (dólares/B1):

Petróleo crudo	20.00
Búnker C	14.00
Diesel	26.00
Diesel marino	23.40
Mezcla	15.80 (85% búnker y 15% diesel)

- Los factores de planta máximos considerados para las centrales termoeléctricas existentes y futuras (en % y en horas anuales) son los siguientes:

Geotérmicas	80%	(7,000 h)
Plantas de vapor	80%	(7,000 h)
Turbinas de gas	40%	(3,500 h)
Combustión interna	40%	(3,500 h)
Autoprodutores	85%	(7,450 h)
Cogeneradores	50%	(4,380 h)

- El rendimiento de centrales termoeléctricas futuras (en kWh/galón y su eficiencia neta respectiva en %) fueron de:

Plantas de vapor	13.0	(30%)
Turbinas de gas	13.0	(32%)
Diesel	16.7	(41%)
Ciclo combinado	20.0	(44%)

c) Escenarios

Los escenarios de análisis establecidos para el estudio fueron:

i) Sistemas aislados e interconectados. El caso de la operación aislada se tomo como caso de referencia. Los sistemas interconectados se trabajaron para el bloque norte y para el bloque sur, en el período 1995-2000. La interconexión de los seis países se analizó para el período 1997-2005.

ii) Demanda. Se consideró un escenario de demanda base y un escenario con crecimiento de la demanda más alto, denominado escenario de demanda optimista.

iii) Producción hidroeléctrica. Se consideraron los escenarios hidroenergéticos medio (suponiendo caudales con 50% de probabilidad de ocurrencia de ser superados), crítico (95% de probabilidad de ocurrencia) y un escenario intermedio entre los dos anteriores (80% de probabilidad de ocurrencia). Los planes de expansión de los países son el resultado de análisis exhaustivos realizados por cada una de las empresas, en los cuales se han considerado criterios de optimización y criterios técnicos (reservas, pérdida de potencia y energía). Sobre esta base, el análisis que se presenta en este documento pretende determinar y comparar los márgenes de maniobrabilidad que se espera tendrán los países en el manejo de sus sistemas eléctricos y los beneficios que representarían en una operación coordinada de los sistemas. La utilización de dos escenarios de demanda y tres hidrocondiciones permiten sensibilizar los resultados de operación. En cuanto al análisis con hidrologías del 80% de probabilidad de ocurrencia, éste permite conciliar las dos situaciones extremas que representan las condiciones de hidrología media (50%) y crítica (95%), especialmente por las características de diseño de las centrales hidroeléctricas, con lo cual años muy húmedos (con probabilidades inferiores al 50%) presentan situaciones que en la mayoría de los casos se traducen en derrames en estas centrales.

B. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

A continuación, se presenta primero un resumen de los principales resultados obtenidos para la región y posteriormente el análisis por país.

1. Resultados por país

a) Costa Rica

i) Suministro de potencia. La simulación del sistema generador muestra que los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos fluctúan entre un mínimo de 168 MW (18% en 1995) y un máximo de 577 MW (37% en el 2005), para el escenario de demanda base. En caso de presentación del escenario optimista, dichos valores se reducirían a 150 MW (1995) y 451 MW (2005). Estos márgenes de reserva pudieran parecer extremadamente grandes; sin embargo, son razonables dada la participación mayoritariamente hidráulica en este sistema, e indican que no habrá contratiempos en el suministro de la demanda máxima, en ambos escenarios (véase el gráfico 2).

ii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético 80%. La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2000, se realiza de la siguiente manera (véanse el cuadro 12 y el gráfico 3):

- La componente hidroeléctrica aporta totalmente su disponibilidad, con la ventaja de que, a partir de 1998, comienza a haber excedentes que suman 1,751 GWh en las centrales del ICE en el período. Estos excedentes son atribuibles a la entrada de los proyectos hidroeléctrico de Angostura (177 MW) y geotérmico de Miravalles III (55 MW), ambos en 1998, y un grupo de generadores hidráulicos independientes (115 MW) en el 2000.
- Los recursos geotérmicos son utilizados completamente en la base, con lo cual existirá una mayor maniobrabilidad para la utilización de los embalses. Debe observarse que, con anterioridad a la entrada de este recurso, las únicas centrales térmicas para generación en base eran las de la unidad de vapor de San Antonio (10 MW) y las unidades diesel de media velocidad de Colima y Moin (51 MW), todas ellas muy antiguas y con factores de disponibilidad bajos.
- Los recursos eólicos (Tejona y un generador independiente, cada uno con 20 MW), se han usado en forma conservadora, un máximo de 141 GWh en 1996 (factor de planta de 0.40).
- Las plantas térmicas de base solamente operan a plena carga en 1995, situación que puede implicar riesgos, dada la antigüedad ya mencionada de esas centrales. En el resto de años es variable su participación, llegando incluso a no operar en el año 1998.

- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva de energía se establecerán entre 218 GWh/año en 1995 y 1860 GWh/año en 1998. En términos relativos, los márgenes de reserva fluctúan entre el 41% (1995) y 32.7% en 1998. Esto indica un alertivo en cuanto los riesgos que tendrá el sistema del ICE para lograr satisfacer su demanda para el año de 1995, sobre todo por los bajos caudales registrados durante 1994, situación que implicará iniciar el nivel del embalse de la central El Arenal con niveles inferiores a los previstos. Una recomendación para disminuir los riesgos sería la de adelantar alguno de los proyectos futuros, principalmente la turbina de gas de 36 MW programada para 1996.
- Para el período en análisis (1995-2000), los excedentes globales de energía (entendidos como la generación producible utilizando todos los recursos a sus límites técnicos máximos recomendables y las hidroeléctricas produciendo de acuerdo a los caudales del escenario considerado) se estiman en cerca de 6,960 GWh, con una mayor participación en los años cercanos a la entrada en operación de algún proyecto (véase de nuevo el cuadro 12). Estos excedentes representan el 4% del total correspondiente al período 1995-2005.
- La estructura de los excedentes privilegia a Costa Rica como exportador de energía, especialmente a partir de 1998, dado que su plan de expansión es principalmente hidráulico. En cuanto a los excedentes térmicos (4,760 GWh), corresponden a generación de centrales térmicas convencionales que deberán competir en un mercado saturado de oferta de este tipo (siempre que los demás países cumplan con sus programas de expansión), por lo cual sólo se vislumbran posibilidades de transferirlos en situaciones de emergencia, o bien la utilización de una parte de esos excedentes para intercambios de energía económica, siempre que se establezca un despacho coordinado.
- En cuanto al consumo de combustibles, en el lapso 1995-2000, se requerirán 2,519 miles de barriles de derivados del petróleo, que representan el 41% del total del período 1995-2005. Entre 1995 y 1997 utilizarán 2,276 miles de barriles, es decir, el 37% de lo necesario en el segundo quinquenio de los noventa.
- En términos monetarios, el rubro de combustibles requerirá 54 millones de dólares en el período 1995-2000; debe mencionarse que entre los años de 1995 y 1997, se deberán erogar cerca de 49 millones de dólares por tal concepto.
- Con tales niveles de reserva no se prevé situaciones de riesgo a lo largo del período analizado, a excepción de 1995, en algunas semanas, para satisfacer la demanda. El déficit para ese año podría ser del orden de 30 GWh. Parece recomendable el adelanto de la entrada de una turbina de gas, así como acciones para reducir la demanda y ahorrar energía. La importación de energía de los países vecinos también deberá estudiarse.
- De presentarse un escenario de demanda optimista, es evidente la presentación de fuertes restricciones en el suministro de energía en 1995, situación que puede ampliarse a 1996 y 1997, si las plantas que cubren la base no se encuentran en óptimas condiciones de operación.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético, 80% para el período 1995-2000, son las siguientes:

- Los niveles de reserva de energía se reducen a valores que oscilan entre 1.8% en 1995 y 28% en 1998 (véase de nuevo el cuadro 12). Son inevitables los racionamientos en caso de presentarse condiciones de sequía en los años 1995, 1996 y 1997, sobre todo al considerar situaciones de contingencia y salidas de las unidades generadoras.
- La disponibilidad para intercambios se reduce a cerca de 5,700 GWh en el período, de los cuales 1,670 corresponderían a recursos naturales.
- El consumo de combustibles se incrementa en 7,100 miles de barriles, en el período 1995-2000, con un incremento de costo de cerca de 171.0 millones de dólares.

iv) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético 80%, son las siguientes:

- Los niveles de reserva se incrementan a valores que oscilan entre 6.7% en 1995 y 42% en 1998.
- La disponibilidad para intercambios se amplía a cerca de 9,350 GWh en el período, de los cuales 4,550 corresponderían a recursos naturales (véase de nuevo el cuadro 12).
- El riesgo de racionamiento en 1995 es menor, aunque latente si se consideran situaciones de contingencia.
- El consumo de combustibles se reduce 1,285 MBl (682 de búnker y 1,283 de diesel), con costo de 25.2 millones de dólares.

b) El Salvador

i) Suministro de potencia. Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos promedian los 417 MW, con un máximo de 600 MW (37% en el 2005) y un mínimo de 176 MW (19% en 1995) para el escenario de demanda base. En caso de presentación del escenario optimista, dichos valores se reducirían a 474 MW (2005) y 158 MW (1995). Con los valores de reserva de potencia indicados es manifiesto que no habrá contratiempos en el suministro de la demanda máxima, en ambos escenarios (véanse el gráfico 4 y el cuadro 13).

ii) Suministro del requerimiento de energía en el escenario hidroenergético 80%. La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía

correspondientes al escenario de demanda base, en el período 1995-2000, se realiza de la siguiente manera (véase de nuevo el cuadro 13, y el gráfico 5).

- La componente hidroeléctrica aporta totalmente su disponibilidad para los requerimientos del sistema, no existen excedentes de este tipo de energía para exportación.
- Los recursos geotérmicos son utilizados completamente en la base, con lo cual tampoco es posible disponer de excedentes de esta componente para exportación.
- Las plantas térmicas de base solamente operan a plena carga en 1995 y 1996. No se evidencia ningún problema para la colocación dentro de la curva de carga del primer generador independiente térmico que entrará en operación en 1995. Las nuevas plantas de vapor operan a factores de planta que permiten la existencia de excedentes.
- Las turbinas de gas disminuyen su participación a valores insignificantes conforme se aproxima del año 2000.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva se establecerán entre 280 GWh/año en 1995 y 1422 GWh/año en 1999. En términos relativos, los márgenes de reserva fluctúan entre el 9.6% en 1995 y 36.2% en 1999.
- Los años 1995, 1996 y 1997, durante la estación seca, tendrán mayor probabilidad de sufrir racionamientos, riesgo que se incrementa como consecuencia de salidas no programadas de algunas unidades, especialmente durante el primer semestre, dado que se tiene programada la entrada de un autoproducer térmico a partir de julio de 1995.
- Los excedentes globales de energía se estiman en cerca de 4,600 GWh para el período 1995-2000, con una mayor participación en los tres últimos años, dado que para esos años entrarán importantes proyectos térmicos (véase de nuevo el cuadro 13). Estos excedentes representan el 40% del total correspondiente al período 1995-2005.
- La estructura de los excedentes permitirán a El Salvador exportar energía, principalmente a partir de 1999, puesto que incluyen cerca de 2,200 GWh provenientes de plantas de vapor nuevas, las cuales podrían competir favorablemente en el mercado de los países vecinos. En cuanto al resto de excedentes (2,440 GWh), éstos corresponden a centrales térmicas convencionales que deberán competir en un mercado saturado de oferta de este tipo, siempre y cuando dichas plantas se encuentren en condiciones óptimas de operación.
- En cuanto al consumo de combustibles, en el lapso 1995-2000, se requerirán 16,100 Mbl de derivados del petróleo, que representan el 42% del total del período 1995-2005. La estructura indica que se requiere el 91% de búnker C, del cual el 45% corresponde a los autoproduceres. El consumo anual fluctuará entre 2,000 y 3,500 Mbl.
- El costo del rubro de combustibles asciende a 242.7 millones de dólares en el período 1995-2000, con una erogación anual fluctuante entre 34 y 50 millones de dólares por tal concepto.

- De presentarse un escenario de demanda optimista, es evidente la presentación de fuertes restricciones en el suministro de energía, especialmente en el subperíodo 1995 y 1998.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético 80%, son las siguientes (véase de nuevo el cuadro 13):

- Los niveles de reserva se reducen a valores que oscilan entre 1.8% en 1995 y 28% en 1998.
- La disponibilidad para intercambios se reduce a cerca de 5,700 GWh en el período, de los cuales solamente 1,670 GWh corresponden a las plantas de vapor.
- En este escenario el riesgo de racionamiento en el período 1995-1997 se intensifica y se amplía a 1996 y 1997, especialmente ante indisponibilidad de algunas unidades.
- En el período 1995-2000, el consumo de combustibles se incrementa a 18,740 MBL (7,100 MBL más que para hidrologías del 80%), representando un costo de 291 millones de dólares (48 millones de dólares más que para hidrologías del 80%).

iv) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético 80%, son las siguientes:

- Los niveles de reserva se incrementan a valores que oscilan entre 14% en 1995 y 42% en 1998.
- La disponibilidad para intercambios se amplía a cerca de 9,350 GWh en el período, de los cuales 4,550 corresponderían a plantas de vapor.
- El riesgo de racionamiento en 1995 se reduce a situaciones de contingencias mayores.
- En el período 1995-2000, el consumo de combustibles se reduce a 15,076 MB, lo que representa un costo de 221 millones de dólares (una reducción aproximadamente de 1,000 MBL y 21 millones de dólares con referencia al caso de hidrología del 80%).

c) Guatemala

i) Suministro de potencia. Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos promedian los 417 MW, con un máximo de 600 MW (37% en el 2005) y un mínimo de 176 MW (19% en 1995), para el escenario de demanda base. En caso de presentación del escenario optimista, dichos valores se reducirían a 474 MW (2005) y 158 MW (1995) (véase el gráfico 6 y el cuadro 14).

Con los valores de reserva de potencia indicados no debería haber contratiempos para el suministro de la demanda máxima; sin embargo, podrían presentarse problemas derivados de la

disponibilidad de las unidades. En este aspecto, un tema que deberá estudiarse es el de la seguridad de suministro que representarán los cogeneradores y también los productores independientes, cuya participación irá en aumento.

ii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético 80%. La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2000, se realiza de la siguiente manera (véase nuevamente el cuadro 14, y el gráfico 7) :

- La componente hidroeléctrica es absorbida por los requerimientos del sistema. No hay excedentes hidráulicos que puedan exportarse.
- Los generación geotérmicos que representa la unidad de Zunil, programada para entrar en operación en 1995, también es absorbida por el sistema.
- Los autoprodutores operan a plena carga en la base y no se vislumbra problema para colocar dentro de la curva de carga a ENRON.
- La mayor parte de las plantas térmicas nacionales de base operan a plena carga en 1995 y 1996. La nueva planta de vapor, propuesta para entrar en 1997, opera a un factor de planta que permite pensar en la existencia de excedentes de esta fuente.
- Las turbinas de gas disminuyen su participación a valores insignificantes conforme se aproxima del año 2000, con lo cual quedarían como unidades de reserva y apoyo en la punta de la carga.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva se establecerán entre 373 GWh/año en 1996 y 900 GWh/año en 1997. En términos relativos, los márgenes de reserva fluctúan entre el 10% (1996) y 22.3% en 1997.
- Los excedentes de energía se estiman en cerca de 4,000 GWh para el período 1995-2000, con una mayor participación en los años cercanos a la entrada en operación de la planta de vapor. Estos excedentes representan el 54% del total correspondiente al período 1995-2005.
- La estructura de los excedentes permitirá a Guatemala la posibilidad de exportar energía a partir de 1997, representando un valor de 1,620 GWh en el período 1997-2000. En cuanto al resto de excedentes (2,410 GWh), corresponden a centrales térmicas convencionales que deberán competir en un mercado saturado de oferta de este tipo, siempre y cuando dichas plantas se encuentren en condiciones óptimas de operación.
- En cuanto al consumo de combustibles, en el lapso 1995-2000, se requerirán 18,125 MBl de derivados del petróleo, que representarán el 50% del total del período 1995-2005. De esa estructura, el 87% corresponde a búnker, principalmente requerido por los autoprodutores. El consumo fluctuará anualmente entre 2,700 y 3,300 MBl.

- El costo del rubro de combustibles asciende a 277.6 millones de dólares en el período 1995-2000, con una erogación anual fluctuante entre 41 y 52 millones de dólares por tal concepto. El 75% de esa factura corresponderá pagarla a los autoprodutores.
- No obstante los niveles de reserva de energía en 1995 y 1996 (12% y 10%), existen riegos de racionamiento, principalmente ante la salida forzada de algunas unidades. Para el resto de años, el riesgo es menor.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético 80%, son las siguientes (véase de nuevo el cuadro 14):

- Los niveles de reserva se reducen a valores que oscilan entre 7.8% en 1996 y 18.6% en 1997.
- La disponibilidad para intercambios se reduce a cerca de 3,170 GWh en el período, de los cuales 1,060 corresponderían a plantas de vapor.
- El riesgo de racionamiento es inminente en 1995 y 1996, y continúa aún en el resto del período.
- El consumo de combustibles se incrementa a 15,991 MBl y a un costo de 237 millones de dólares (equivalentes a incrementos de 6,065 MBl y 93 millones de dólares, con respecto al caso de hidrología del 80%.

iv) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético 80%, son las siguientes:

- Los niveles de reserva se incrementan a valores que oscilan entre 16.1% en 1996 y 28.2% en 1997.
- La disponibilidad para intercambios se amplía a cerca de 5,717 GWh en el período, de los cuales 2,860 corresponderían a plantas de vapor.
- El riesgo de racionamientos desaparece.
- En el período 1995-2000, el consumo de combustibles se reduce a 15,991 MBl y su costo a 237 millones de dólares (una reducción de 2,134 MBl y 40 millones de dólares).

d) Honduras

Para el caso de Honduras, se analizan primero los efectos de la crisis de suministro y posteriormente se presentan las perspectivas para el mediano y largo plazos.

i) La crisis de suministro de 1994. La situación de emergencia y los fuertes racionamientos que padeció este país, requieren de un análisis y reflexión más profundo que el que se ha hecho para los otros países. A partir del mes de diciembre de 1993, en que fue firmado el primer contrato con un autoprodutor, se han venido tomando una serie de decisiones para salir de la crisis, las cuales han cambiado radicalmente el panorama del sistema de generación hondureño.

Las decisiones de operación deberán ser suficientemente discutidas, dado que una mala apreciación podría resultar en sobrecostos y golpear más las finanzas de la ENEE y la economía del país. A continuación se enumeran una serie de situaciones que han sido evaluadas parcialmente por la CEPAL y en otros estudios:^{26/}

- Con la entrada de la segunda fase de ELCOSA (54 MW) en diciembre de 1994, así como las turbinas de gas donadas por México (60 MW) y la reparación de las turbinas de La Puerta (15 MW) y Miraflores (12 MW) se pueden eliminar los racionamientos. La tercera etapa de ELCOSA (20 MW), así como la entrada de un segundo autoprodutor y las reparaciones en La Ceiba y Puerto Cortez, permitirán reforzar la operación durante 1995, de forma que, a partir de 1996, la ENEE pueda continuar con su programa normal.
- La planificación y negociación de los programas de operación de los autoprodutores deberán realizarse con sumo cuidado, principalmente en el caso de la segunda etapa de ELCOSA. En general, los contratos con autoprodutores térmicos incluyen cargos fijos o cargos por capacidad, que se deberán pagar siempre, independientemente del grado de utilización de las máquinas; estos cargos no están sujetos a reducción y como tal deben considerarse como un pago por tener una capacidad instalada lista a usarse cuando se necesite. En el caso de ELCOSA, la capacidad contratada en su segunda etapa es de 54 MW, por los cuales se deben pagar los cargos por capacidad pactados. Además, existe una obligatoriedad de compra mensual de 19 GWh (equivalentes a un factor de planta del 55%), los cuales también se deberán pagar siempre. Únicamente le queda a la ENEE la decisión de compra de un segundo bloque de energía, del orden de 14 GWh/mes (para alcanzar un factor de carga de 0.85), los cuales podrá comprar ENEE a un costo de 0.0863 dólares/kWh. Del costo anterior se desprenden una serie de recomendaciones y conclusiones, que a continuación se mencionan:
 - Si ENEE logra comprar sus combustibles en el mismo mercado que ELCOSA, aún la generación con las turbinas más ineficientes (La Puerta y Miraflores) es más barata que el segundo bloque de ELCOSA. En ese sentido, el costo de 0.0863 dólares/kWh se convertiría en una cota de Honduras para efectuar transacciones con los países vecinos.
 - Será prioritario para la ENEE tratar de licitar sus propios combustibles o buscar los mecanismos para obtenerlos a más bajo costo, dado que esto se traducirá en una reducción

^{26/} Véase, Mota Palomino, Ricardo, Planeamiento operativo del sistema interconectado de la ENEE, (documento preparado dentro de un programa de cooperación del BID), noviembre de 1994.

de sus costos. También se deberá negociar con los futuros autoprodutores, los mecanismos para que estos hagan la referencia de sus combustibles a los mercados más competitivos.

- En cuanto al manejo del embalse de la central Francisco Morazán, herramientas como las proporcionadas por el PARSEICA^{27/} pueden servir de buena guía para los planificadores del sistema. Los resultados de las simulaciones del sistema hondureño indican lo siguiente:
- Con las unidades térmicas que se van a agregar y con los costos de operación que éstas tienen, la producción promedio de las centrales hidroeléctricas sería, para los cuatro años, de 7,805 GWh (1,951 GWh/anuales).

HONDURAS: ESTIMACION DE LA PRODUCCION DE LA CENTRAL
FRANCISCO MORAZAN
(GWh)

	1995	1996	1997	1998
Total	1,915.7	1,923.5	1,938.8	2,027.8
El Cajón	1,023.7	1,185.0	1,212.6	1,253.8
Resto Hidro	892.0	738.5	726.2	774.0
Embalse m.	254.2	253.0	255.8	255.0

- La política operativa de largo plazo óptima, de acuerdo a los costos y condiciones del sistema hondureño apunta, en condiciones hidrológicas medias o de mayor probabilidad, a mantener el embalse al final de cada año en cotas promedio, del orden de 254 m (cota inferior y superior son de 220 y 290 m). La plurianualidad del embalse no se refleja en una política de alcanzar periódicamente la cota más alta ni tampoco se tiene como objetivo tratar de llenar el embalse (o llegar a una cota determinada). Bajo estas condiciones, el embalse estaría en disponibilidad de obtener una máxima utilización en caso de estaciones lluviosas copiosas o bien puede ser un recurso a utilizar para embalsar excedentes de los países vecinos.
- Es necesario que un equipo de hidrólogos monitoree constantemente el comportamiento de los caudales entrantes al embalse y otras variables (sedimentos, evaporaciones, filtraciones), así como también que mantenga intercambio de información hidrológica con países vecinos y con centros meteorológicos especializados. Este equipo será de mucha importancia para la planificación de la operación del corto plazo (día, semana y mes).

^{27/} Los modelos desarrollados por PROMON parten de una programación dinámica estocástica que busca minimizar los costos actuales y futuros, incluido el costo de la demanda no suministrada.

ii) Las perspectivas durante el período 1995-2000. En todos los casos analizados se ha tomado en cuenta la política de operación de El Cajón, vigente en departamento de operación de la ENEE en julio de 1994, cuando comenzaba la crisis.

1) Suministro de potencia. Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos promedian los 417 MW, con un máximo de 600 MW (37% en el 2005) y un mínimo de 176 MW (19% en 1995) para el escenario de demanda base. En caso de presentación del escenario optimista, dichos valores se reducirían a 474 MW (2005) y 158 MW (1995) (véanse el gráfico 8 y el cuadro 15).

Con los valores de reserva de potencia indicados es manifiesto que no habrán contratiempos en el suministro de la demanda máxima.

2) Suministro del requerimiento de energía en el escenario hidroenergético 80%. La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2000, se realiza de la siguiente manera (véase de nuevo el cuadro 15, y el gráfico 9) :

- Los autoprodutores operando a plena carga en la base y aplicando la política de operación de la ENEE para El Cajón, entre los años de 1995 y 1998 se podría embalsar en El Cajón una cantidad cercana a los 1,645 GWh, cantidad que supera la capacidad del embalse; por lo mismo, debe analizarse detenidamente esta situación.
- Las plantas térmicas nacionales de base operan a un nivel mínimo tal, que en el período solamente generan 215 GWh.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva se establecerán entre 560 GWh/año en 1995 y 840 GWh/año en 1997.
- Los excedentes de energía (no incluyendo lo embalsable) se estiman en cerca de 4,400 GWh para el período 1995-2000, con una estructura similar para todos los años del período. Estos excedentes pueden ser transferidos si el precio ofertado por la ENEE permite su competencia en un mercado saturado de oferta de este tipo, y sus plantas se encuentran en condiciones óptimas de operación.
- En cuanto al consumo de combustibles, en el lapso 1995-2000 se requerirán 12,600 miles de barriles de derivados del petróleo, que representan el 50% del total del período 1995-2005. La estructura indica que se requiere el 96% de diesel; de éstos, 12,000 miles de barriles serán consumidos por los autoprodutores.
- En costo, el rubro de combustibles representa 320.4 millones de dólares en el período 1995-2000, con una erogación anual de 52 millones de dólares por tal concepto, pagados casi totalmente por los autoprodutores.
- Con tales niveles de reserva no se prevé serias situaciones de riesgo.

3) Suministro del requerimiento de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético 80%, son las siguientes (véase de nuevo el cuadro 15):

- Los niveles potenciales de embalse se reducen a 1,400 GWh en el período.
- La disponibilidad para intercambios se reduce a cerca de 4,300 GWh de origen térmico en el período.
- El consumo de combustibles se incrementa en 200 miles de barriles, en el período 1995-2000, con un incremento de costo de cerca de 3 millones de dólares.

4) Suministro de energía en el escenario hidroenergético medio. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético 80%, son las siguientes:

- Los niveles potenciales de embalse se incrementan a 2,100 Gwh.
- La disponibilidad para intercambios se amplía a cerca de 4,600 GWh en el período, de origen térmico más una parte del recurso hidroeléctrico que dependería de la operación de El Cajón.
- El consumo de combustibles se reduce en 420 Mlb en el período 1995-2000, con una reducción en el costo de cerca de 6 millones de dólares.

e) Nicaragua

Para garantizar el suministro para los próximos tres años, será de suma importancia la exitosa ejecución de las siguientes medidas, iniciadas durante 1994: el refaccionamiento de la unidad de vapor número 3 de Managua (45 MW), la recuperación de los pozos del sitio geotérmico de Momotombo, la entrada en operación de los primeros autoprodutores (en 1995 y 1996). Sobre la base de contar con esas medidas, a continuación se presentan los principales resultados de la operación en el período 1995-2005. Los resultados se muestran en el cuadro 16 y en los gráficos 10 y 11.

i) Suministro de potencia. Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos varían entre 58 y 76 MW en el período 1995-2000, y entre 65 y 173 MW en el período 2001-2005; en términos relativos, los márgenes se mantienen en límites superiores al 15% en el primer subperíodo y superiores al 10% en el segundo subperíodo. Esos límites se consideran razonables si se toma en consideración que en el sistema nicaragüense tiene una mayor participación la componente térmica. En el caso de la presentación de un escenario de mayor demanda, los límites de reserva anteriores se verían considerablemente reducidos.

ii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético 80%. La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2000, se realiza de la siguiente manera:

- Los recursos geotérmicos y una buena porción de los hidráulicos son utilizados completamente en la base.
- Las plantas térmicas de base reducen paulatinamente su participación, de 1,025 GWh en 1995 a 540 GWh en 1999, como consecuencia de la entrada de autoprodutores, así como del proyecto geotérmico de San Jacinto.
- Las turbinas de gas operan solamente cubriendo los picos de la demanda, principalmente en los años 1998-2000.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva se establecerán entre 224 GWh/año en 1995 y 716 GWh/año en 1999. En términos relativos, los márgenes de reserva fluctúan entre 22.5% (1995) y 28.4% en 1999 (véase de nuevo el cuadro 16).
- Los excedentes de energía se estiman en cerca de 2,957 GWh para el período 1995-2000, fluctuando entre 387 GWh (1997) y 717 GWh (1999); la estructura responde a 50% de plantas de vapor y el resto de turbinas de gas (véase de nuevo el cuadro 16). Estos excedentes deberán competir en un mercado saturado de oferta de este tipo, siempre y cuando dichas plantas se encuentren en condiciones óptimas de operación.
- Con tales niveles de reserva, no se prevén situaciones de riesgo a lo largo del período analizado, a no ser situaciones de contingencia derivadas tanto de la salida forzada de algunas unidades o bien del atraso en la entrada en los nuevos proyectos.
- En cuanto al consumo de combustibles, en el lapso 1995-2000, se requerirán 11,581 MBI de derivados del petróleo, que representan el 44% del total del período 1995-2005. La estructura indica que el consumo de búnker C corresponde al 75%, y que los autoprodutores consumirán el 22.5% del total (diesel).
- En costos, el rubro de combustibles representa 197.2 millones de dólares en el período 1995-2000, de los cuales 67.9 deberán ser erogados por los autoprodutores.

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. Las diferencias significativas entre los resultados de este caso y los correspondientes al escenario hidroenergético 80%, son las siguientes:

- Por tener una componente hidráulica de menor tamaño, el efecto de una hidrología seca no es tan severo en los casos analizados.
- Disminuyen los excedentes de generación en el período 1995-2000, fluctuando entre 345 GWh (1997) y 675 GWh (1999), los cuales provienen principalmente de las centrales térmicas existentes en la actualidad.
- El consumo de combustible se incrementa a 12,044 MBI, representando un costo de 205.6 millones de dólares.

f) Panamá

Al igual que en otros países, el suministro de energía en los próximos años descansa en los programas de rehabilitación que se programaron para 1994 y 1995, así como en la entrada del próximo proyecto térmico (unidades de ciclo combinado), que deberá entrar en 1996. La elevación de la altura de la presa del proyecto hidroeléctrico Fortuna, que entró en operación a final de 1993, dará un aporte significativo al permitir afirmar importantes volúmenes de agua, que podrían ser del orden de 200 GWh/año. A continuación se describen los aspectos más relevantes de la operación en el período 1995-2005. Los resultados se muestran en el cuadro 18 y los gráficos 12 y 13.

i) Suministro de potencia. Los márgenes de reserva de potencia en términos absolutos fluctúan, en el período 1995-2000, entre 225 MW en 1995 y 356 MW en 1996; en términos relativos la reserva de potencia se mantiene en niveles superiores al 38%. En el período 2001-2005, los márgenes de reserva se mantienen a niveles superiores al 35%. En caso de presentarse un crecimiento de demanda optimista, los márgenes de reserva caerían al 23% en el 2000 y a 11% en el 2005. Desde el punto de vista de potencia no se evidencian problemas en el caso de demanda moderada (caso base), no así en el caso de demanda optimista, en el cual debido a la alta participación de las hidroeléctricas, dicho margen parece muy ajustado.

ii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético 80%. La simulación del sistema generador muestra que el cubrimiento de los requerimientos de energía correspondientes al escenario de demanda base en el período 1995-2005, se realiza de la siguiente manera:

- La componente hidroeléctrica aporta totalmente su disponibilidad, no visualizándose excedente de este tipo durante todo el período analizado.
- Existen excedentes de generación térmica, en promedio, del orden de 416 GWh en el período 1995-2000 (véase de nuevo el cuadro 18). Estos provienen, en su mayor parte, de turbinas de gas y, en menor medida, de unidades de vapor; en ambos casos se trata de centrales existentes en la actualidad.
- Bajo estas condiciones, los márgenes de reserva se establecerán entre 63 GWh/año en 1995 y 415 GWh en el 2000. El mayor riesgo de racionamiento aparece en el año 1995, en el cual los recursos parecen bastante ajustados con relación a los requerimientos.
- El consumo de combustible representa 16,328 MBI en el período 1995-2000 y 15,384 MBI en el período 2001-2005 (en promedio anual representan 2,883 MBI). Dicho costo es de 277.2 millones de dólares para el período 1995-2000 y de 292 millones de dólares en el período 2001-2005 (en promedio anual representa 52 millones de dólares).

iii) Suministro de energía en el escenario hidroenergético crítico. La principal característica de este escenario es la existencia de desabastecimientos, los cuales llegarían a generar una crisis mayor si se presenta la sequía en 1995 o bien si es en 1996 y ocurren atrasos con la entrada de la central de ciclo combinado.

Los consumos de combustibles se incrementan aproximadamente en un 20%.

2. Los sistemas Interconectados

a) Los obstáculos para obtener mayores beneficios de las interconexiones

Los resultados espuestos en el numeral anterior permiten entender mejor la situación y problemática de la operación de los sistemas individuales y, en buena parte, permiten visualizar los principales obstáculos para obtener los mejores beneficios de las interconexiones existentes y futuras. A continuación se hace una breve síntesis de estos problemas:

i) Riesgos de racionamiento. Durante los próximos tres años, todos los países enfrentarán, unos en mayor grado que otros, riesgos para poder satisfacer sus requerimientos de energía. Entre estas causas se mencionan las siguientes: cumplimiento de los programas de rehabilitación de las centrales; niveles bajos de los embalses a inicios de 1995, como consecuencia de lluvias irregulares registradas durante 1994,^{28/} y atrasos en los proyectos en ejecución.

ii) La situación de los autoprodutores o generadores independientes. En 1996, cinco de los seis países de la región tendrán una porción significativa de los recursos de generación en manos de los privados. No se conocen en todos los casos las reglas de su participación pero, en la mayoría de los casos, las condiciones que se han fijado limitan en alguna medida el margen de maniobrabilidad de las empresas en cuanto al manejo de los excedentes hacia los países vecinos. Las nuevas plantas térmicas pertenecen a privados, en tanto que las antiguas y menos eficientes centrales quedan en manos de las empresas nacionales, con lo cual estas cuentan con los recursos menos competitivos para participar en las transferencias.

b) Resultados de la operación coordinada

En el ejercicio de operación coordinada realizado en este estudio se evidencian los problemas anteriormente descritos. El cuadro 18 muestra un resumen de las transferencias que se harían en base a una operación coordinada, durante el período 1995-2005. Una descripción de los resultados se hace a continuación:

- En el corto plazo, el mayor beneficio que pueden aportar las interconexiones se encuentra en el apoyo en situaciones de contingencia. Sobre la base de condiciones hidrológicas semejantes a caudales con probabilidad de ocurrencia del 80%, se estima que durante los años 1995, 1996 y 1997, las interconexiones podrían ayudar a disminuir déficit del orden de 125, 27 y 22 GWh, respectivamente. Los ahorros en cuanto a disminución de la factura petrolera son pequeños y prácticamente inexistentes, pero la disminución en el costo de falla puede ser muy valiosa para las economías de los países. Valorizando el costo de falla en 0.50 dólares/KWh, los beneficios serían del orden de 85 millones de dólares en los tres años.

^{28/} Incluso existe preocupación en muchos hidrólogos de la región, en el sentido de un probable retorno del **fenomeno del niño** durante 1995, lo anterior en base a los monitoreos que realizan centros especializados de meteorología.

- La falta de mercados térmicos competitivos se evidencia durante 1997, cuando se registran intercambios por 456 GWh, que únicamente permiten reducir la factura petrolera en 4.8 millones de dólares.
- El volumen de las transferencias se incrementaría a partir de 1998, como consecuencia de la entrada de proyectos hidroeléctricos y térmicos. Estos proyectos posibilitan transferencias del orden de 1,020 GWh en 1998 y de 1,180 GWh en los años 1999 y 2000. Los beneficios por concepto de reducción de la factura petrolera en esos años serían de 54, 62 y 67 millones de dólares, respectivamente.
- En cuanto a las transferencias térmicas, se hace énfasis en que éstas deben requerir de una coordinación en la operación, de otro modo, es difícil concretarlas. Además, en esta evaluación se ha supuesto que, en cada país, las empresas eléctricas están obteniendo sus petrolíferos a precios competitivos, situación que, de no lograrse, afectará en primera instancia a la consecución del despacho óptimo local y hará más difíciles las negociaciones con los autoprodutores. En una segunda instancia, disparidades mayores en estos precios, distorsionarán y dificultarán las transferencias entre países.

3. Algunas acciones para fortalecer la integración de los sistemas eléctricos nacionales

a) Mejorar las condiciones de negociación con los autoprodutores

Las perspectivas en el subsector eléctrico centroamericano, en la mayor parte de los países, dependerán en gran medida de la forma como se vaya insertando la participación de las inversiones privadas. Ya sea bajo esquemas regulatorios ambiguos y débiles o bien bajo las presiones que generan las situaciones de riesgo de racionamiento, es muy difícil lograr verdaderas condiciones de competencia, dando como resultado negociaciones que pueden resultar en el mediano y largo plazo muy costosas para la sociedad.

Será muy valioso propiciar el intercambio de experiencias referentes a definición y negociación de proyectos de generación con inversionistas privados. En sólo dos o tres años en los que se ha precipitado este tipo de negociaciones, pueden observarse condiciones y criterios muy disímiles, los cuales en su mayor parte no favorecen a la mejor prestación del servicio eléctrico.

b) Los riesgos de suministro, los beneficios de las interconexiones y la necesidad de impulsar la operación coordinada

En cuanto a las prioridades que tienen las empresas eléctricas nacionales, debe mencionarse que, por lo menos durante los próximos tres años, persistirá el riesgo de racionamiento en la mayor parte de los países centroamericanos. Esta situación hace difícil que la agenda integracionista ocupe un primer plano en las direcciones de las empresas; sin embargo, es necesario tener plena conciencia de los beneficios que pueden obtenerse de las interconexiones existentes y de las programadas en los

próximos años. Una coordinación de la operación entre los sistemas nacionales, permitirá reducir sustantivamente los riegos de racionamiento.

La entrada de proyectos hidroeléctricos y térmicos mayores a partir de 1998, posibilitará las transferencias de importantes excedentes de energía, permitiendo reducciones en la factura petrolera regional, del orden de los 60 millones de dólares anuales. Para la viabilización de esos beneficios, es necesario que los países avancen en la coordinación de su operación, así como también el que se asigne máxima prioridad a la construcción y puesta en servicio de la interconexión El Salvador-Honduras.

Referente a la necesidad de viabilizar las transacciones de energía térmica no solamente para asistir en situaciones de emergencia, es recomendable eliminar las distorsiones que representa la compra de hidrocarburos en condiciones muy diferentes para las empresas eléctricas de los países. Los beneficios de lograr realizar las compras de hidrocarburos en mercados más competitivos, además de fortalecer la posición de las empresas frente a los autoprodutores térmicos, cadyuvará positivamente para el impulso de la operación coordinada.

Es necesario reforzar a los equipos técnicos que se encargarán de evaluar y supervisar la operación coordinada. Únicamente el asegurar el trabajo continuo de estos grupos técnicos permitirá avanzar en la coordinación de la operación. Además de los temas propios de la planificación operativa, estos grupos de trabajo deberán estudiar la situación de la competitividad de la generación térmica en los países y las condiciones para mejorarla, entre las cuales se encuentran los mecanismos para obtener mejores precios en los combustibles.

c) Programas de reducción de pérdidas y de ahorro y uso eficiente de la energía

Otro tema altamente prioritario y que puede traducirse en la obtención de apreciables economías lo constituyen los programas de reducción de pérdidas, y de ahorro y uso eficiente de energía. Se estima que únicamente la reducción de las pérdidas, del nivel actual del 17.8% a un nivel del 12%, significará ahorros y beneficios mínimos de 45 millones de dólares anuales, que se verían reflejados tanto en la disminución de los combustibles como en una mayor captación de ingresos en las ventas de energía eléctrica.

d) Continuar los estudios de factibilidad de proyectos de generación

Existe en la mayor parte de los países una carencia de estudios de factibilidad de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y térmicos. Independientemente de la forma y esquema que se adopte para la participación privada en la generación de electricidad, es necesario continuar con la evaluación de aprovechamientos hidoreléctricos, así como también reforzar los equipos técnicos que se encargarán de aprobar los diseños y desarrollos que presenten los inversionistas privados. Es necesario asegurar que los recursos se explotarán bajo el criterio de la obtención del máximo beneficio para la sociedad.

e) **Nuevos esquemas de financiamiento**

Es necesario iniciar el intercambio de experiencias referentes a los esquemas de financiamiento y las medidas para poder lograr las mejores opciones. La viabilidad de los planes de expansión que intentan poner en marcha los países, dependerá en gran medida de las condiciones y esquemas para la obtención de financiamientos.

f) **Los proyectos regionales como una primera etapa de la planificación coordinada**

Es necesario apoyar la evaluación periódica de los planes de expansión, como una tarea específica de los comités y grupos de trabajo especializados del CEAC, como un mecanismo continuo para ir avanzando en la coordinación de dichos planes. La evaluación de futuros proyectos regionales, que será consecuencia directa de la actividad anterior, constituye también un tema medular para fortalecer la integración en el largo plazo.

g) **Apoyo y reforzamiento al CEAC**

Finalmente, se recomienda tomar todas las medidas necesarias para el fortalecimiento del CEAC. La creación de los comités técnicos y grupos de trabajo constituyen un avance valioso; sin embargo, dicha estructura, sumada al número de proyectos, hace necesario pensar en la necesidad de contar con mayores recursos para la Secretaría Ejecutiva de ese organismo, sobre todo pensando en la necesidad de mantener la continuidad y dinamismo en los períodos en los cuales ocurren los cambios de sede.

Cuadro 12

COSTA RICA: RESUMENES DE OPERACION

ESCENARIO HIDROENERGETICO 80%

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	5,042	5,759	6,410	7,552	7,552	8,014		
NACIONALES	4,947	5,302	5,687	6,829	6,829	6,768		
HIDROELECTRICAS	3,704	3,933	3,933	4,707	4,707	4,707		
GEOTERMICAS	419	419	804	1,190	1,190	1,190		
TERMICAS 2_b/	70	70	70	70	70	70		
TERMICAS 3_c/	615	741	741	741	741	741		
TERMICAS 5_e/	139	139	139	122	122	61		
PRIVADAS	95	457	723	723	723	1,246		
AUTOP HIDRO	95	289	555	555	555	1,078		
EOLICOS	0	168	168	168	168	168		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	4,729	4,698	4,863	5,255	5,454	5,355		
HIDROELECTRICAS	3,704	3,933	3,928	4,065	4,209	4,101		
GEOTERMICAS	419	419	804	1,190	1,190	1,190		
TERMICAS 2_b/	68	46	20	0	13	15		
TERMICAS 3_c/	399	191	58	0	15	35		
TERMICAS 5_e/	139	108	53	1	27	14		
PRIVADAS	95	425	540	436	548	972		
AUTOP HIDRO	95	284	453	416	504	932		
EOLICOS	0	141	87	20	44	40		
TOTAL ENTREGADO	4,824	5,123	5,403	5,692	6,002	6,327		
REQUERIMIENTO (GWH)	4,850	5,123	5,403	5,692	6,002	6,327		
DEFICIT	(26)	(0)	(0)	(0)	(0)	0		
RESERVA (GWH)	218.2	636.3	1,007.1	1,860.2	1,550.1	1,686.7		
RESERVA (%)	4.0	12.4	18.6	32.7	25.8	26.7		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	218	636	1,007	1,860	1,550	1,687	6,959	100
NACIONALES	218	605	824	1,574	1,375	1,413	6,009	86
HIDROELECTRICAS	0	0	5	642	498	606	1,751	25
GEOTERMICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 2_b/	2	24	50	70	57	55	257	4
TERMICAS 3_c/	216	550	683	741	726	706	3,621	52
TERMICAS 5_e/	0	32	86	121	94	47	380	5
PRIVADAS	0	32	183	287	175	274	950	14
AUTOP HIDRO	0	5	102	139	51	146	443	6
EOLICOS	0	27	81	148	124	128	507	7
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	1,318	693	265	1	111	130	2,519	100
NACIONALES	1,318	693	265	1	111	130	2,519	100.0
Bunker C	393	289	142	1	77	62	964	38.3
Diesel	925	404	123	0	34	68	1,554	61.7
PRIVADOS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	29,556	14,548	5,188	17	1,967	2,639	53,915	100
NACIONALES	29,556.2	14,548.1	5,187.5	17.4	1,967.3	2,638.5	53,915.0	100.0
Bunker C	5,503.1	4,051.3	1,989.3	13.1	1,080.0	862.1	13,498.8	25.0
Diesel	24,053.1	10,496.9	3,198.3	4.3	887.3	1,776.5	40,416.2	75.0
PRIVADOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Cuadro 12 (Continuación)
 COSTA RICA: RESUMENES DE OPERACION
 ESCENARIO HIDROENERGETICO CRITICO

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	4,939	5,623	6,253	7,285	7,285	7,707		
NACIONALES	4,872	5,188	5,573	6,605	6,605	6,544		
HIDROELECTRICAS	3,629	3,819	3,819	4,483	4,483	4,483		
GEOTERMICAS	419	419	804	1,190	1,190	1,190		
TERMICAS 2_b/	70	70	70	70	70	70		
TERMICAS 3_c/	615	741	741	741	741	741		
TERMICAS 5_e/	139	139	139	122	122	61		
PRIVADAS	67	435	680	680	680	1,164		
AUTOP HIDRO	67	267	513	513	513	996		
EOLICOS	0	168	168	168	168	168		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	4,784	4,698	4,863	5,179	5,489	5,331		
HIDROELECTRICAS	3,629	3,819	3,819	3,990	4,300	4,142		
GEOTERMICAS	419	419	804	1,190	1,190	1,190		
TERMICAS 2_b/	68	46	20	0	0	0		
TERMICAS 3_c/	529	274	81	0	0	0		
TERMICAS 5_e/	139	139	139	0	0	0		
PRIVADAS	67	426	539	513	513	996		
AUTOP HIDRO	67	267	513	513	513	996		
EOLICOS	0	159	27	0	0	0		
TOTAL ENTREGADO	4,850	5,124	5,403	5,692	6,002	6,327		
REQUERIMIENTO (GWH)	4,850	5,123	5,403	5,692	6,002	6,327		
DEFICIT	0	1	(0)	(0)	(0)	0		
RESERVA (GWH)	88.4	499.3	850.4	1,593.0	1,283.0	1,380.2		
RESERVA (%)	1.8	9.7	15.7	28.0	21.4	21.8		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	88	499	850	1,593	1,283	1,380	5,694	100
NACIONALES	88	490	709	1,425	1,115	1,213	5,041	89
HIDROELECTRICAS	0	0	0	493	183	341	1,017	18
GEOTERMICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 2_b/	2	24	50	70	70	70	286	5
TERMICAS 3_c/	86	467	660	741	741	741	3,435	60
TERMICAS 5_e/	0	0	0	122	122	61	304	5
PRIVADAS	0	9	141	168	168	168	653	11
AUTOP HIDRO	0	0	0	0	0	0	0	0
EOLICOS	0	9	141	168	168	168	653	11
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	163	914	1,335	1,759	1,759	1,647	7,578	100
NACIONALES	163	914	1,335	1,759	1,759	1,647	7,578	100
Bunker C	6	61	130	373	373	278	1,222	16.1
Diesel	157	852	1,204	1,386	1,386	1,369	6,355	83.9
PRIVADOS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	4,170	23,020	33,134	41,265	41,265	39,495	182,349	100
NACIONALES	4,170.5	23,020.0	33,133.7	41,265.1	41,265.1	39,495.0	182,349.3	100.0
Bunker C	87.8	859.6	1,825.3	5,224.1	5,224.1	3,890.5	17,111.5	9.4
Diesel	4,082.7	22,160.3	31,308.3	36,041.0	36,041.0	35,604.4	165,237.7	90.6
PRIVADOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Cuadro 13

EL SALVADOR: RESUMENES DE OPERACION
 ESCENARIO HIDROENERGETICO 80%

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	3210	3621	3809	4388	5352	5515		
NACIONALES	2,843	2,878	3,067	3,645	4,609	4,773		
HIDROELECTRICAS	1,386	1,386	1,386	1,386	1,386	1,549		
GEOTERMICAS	454	489	454	585	585	585		
TERMICAS 2_b/	440	440	664	1,111	2,076	2,076		
TERMICAS 3_c/	563	563	563	563	563	563		
PRIVADAS	367	743	743	743	743	743		
AUTOP TERMO	367	743	743	743	743	743		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	2,563	2,422	2,665	2,896	3,187	3,483		
HIDROELECTRICAS	1,386	1,386	1,386	1,386	1,386	1,549		
GEOTERMICAS	454	489	454	585	585	585		
TERMICAS 2_b/	440	400	435	838	1,208	1,328		
TERMICAS 3_c/	283	147	390	87	8	21		
PRIVADAS	367	743	743	743	743	743		
AUTOP TERMO	367	743	743	743	743	743		
TOTAL ENTREGADO	2,930	3,165	3,407	3,639	3,930	4,226		
REQUERIMIENTO (GWH)	2,930	3,165	3,407	3,639	3,930	4,226		
DEFICIT	0	(0)	0	(1)	(0)	(0)		
RESERVA (GWH)	279.9	455.8	401.9	749.0	1,422.1	1,289.4		
RESERVA (%)	9.6	14.4	11.8	20.6	36.2	30.5		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	280	456	402	749	1,422	1,289	4,598	100
NACIONALES	280	456	402	749	1,422	1,289	4,598	100
HIDROELECTRICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
GEOTERMICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 2_b/	0	40	229	274	868	748	2,158	47
TERMICAS 3_c/	280	415	173	475	554	542	2,440	53
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0
AUTOP TERMO	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,006	2,328	2,055	2,910	3,274	3,522	16,095	100
NACIONALES	1,425	1,157	877	1,731	2,095	2,343	9,630	60
Bunker C	911	827	529	1,553	2,071	2,294	8,185	50.9
Diesel	514	330	349	178	25	49	1,445	9.0
PRIVADOS	581	1,171	1,177	1,179	1,179	1,179	6,465	40
Bunker C	581	1,171	1,177	1,179	1,179	1,179	6,465	40.2
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	34,246.8	36,554.8	32,954.1	42,878.5	46,131.2	49,898.6	242,664.0	100
NACIONALES	26,113	20,168	16,471	26,378	29,631	33,397	152,157	6
Bunker C	12,752.1	11,577.4	7,401.7	21,744.9	28,991.2	32,120.2	114,587.5	47
Diesel	13,360.7	8,590.4	9,068.8	4,633.2	639.6	1,276.6	37,569.3	15
PRIVADOS	8,134.0	16,387.0	16,483.6	16,500.4	16,500.4	16,501.8	90,507.2	37
Bunker C	8,134.0	16,387.0	16,483.6	16,500.4	16,500.4	16,501.8	90,507.2	37

Cuadro 13 (Continuación)
 EL SALVADOR: RESUMENES DE OPERACION
 ESCENARIO HIDROENERGETICO CRITICO

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000		
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	2986	3396	3585	4163	5128	5265		
NACIONALES	2,619	2,654	2,843	3,421	4,385	4,522		
HIDROELECTRICAS	1,162	1,162	1,162	1,162	1,162	1,299		
GEOTERMICAS	454	489	454	585	585	585		
TERMICAS 2_b/	440	440	664	1,111	2,076	2,076		
TERMICAS 3_c/	563	563	563	563	563	563		
PRIVADAS	367	743	743	743	743	743		
AUTOP TERMO	367	743	743	743	743	743		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	2,619	2,653	2,842	3,420	3,798	4,067		
HIDROELECTRICAS	1,162	1,162	1,162	1,162	1,162	1,299		
GEOTERMICAS	454	489	454	585	585	585		
TERMICAS 2_b/	440	440	664	1,111	2,022	2,076		
TERMICAS 3_c/	563	562	562	562	29	107		
PRIVADAS	367	743	743	743	743	743		
AUTOP TERMO	367	743	743	743	743	743		
TOTAL ENTREGADO	2,986	3,396	3,585	4,163	4,541	4,810		
REQUERIMIENTO (GWH)	3,562	3,781	4,025	4,279	4,541	4,810		
DEFICIT	(576)	(385)	(441)	(116)	(1)	(0)		
RESERVA (GWH)	(0.4)	0.6	0.6	0.8	587.3	455.0		
RESERVA (%)	(0.0)	0.0	0.0	0.0	12.9	9.5		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	(0)	1	1	1	587	455	1,044	100
NACIONALES	(0)	1	1	1	587	455	1,044	100
HIDROELECTRICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
GEOTERMICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 2_b/	0	0	0	0	54	(0)	53	5
TERMICAS 3_c/	(0)	1	1	1	534	455	991	95
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0
AUTOP TERMO	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,302	2,621	2,952	3,181	3,692	3,992	18,740	100
NACIONALES	1,720	1,443	1,773	2,002	2,513	2,813	12,265	65.4
Bunker C	902	883	1,144	1,761	2,456	2,719	9,865	52.6
Diesel	818	559	629	242	57	95	2,400	12.8
PRIVADOS	582	1,178	1,179	1,179	1,179	1,179	6,475	34.6
Bunker C	582	1,178	1,179	1,179	1,179	1,179	6,475	34.6
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	42,047.8	43,401.4	48,866.8	47,437.0	52,377.0	57,027.2	291,157.2	100.0
NACIONALES	33,894	26,909	32,365	30,935	35,875	40,525	200,504	69
Bunker C	12,621.0	12,367.6	16,018.8	24,648.4	34,385.4	38,063.2	138,104.4	47.4
Diesel	21,273.2	14,541.8	16,346.2	6,286.8	1,489.8	2,462.2	62,400.0	21.4
PRIVADOS	8,153.6	16,492.0	16,501.8	16,501.8	16,501.8	16,501.8	90,652.8	31.1
Bunker C	8,153.6	16,492.0	16,501.8	16,501.8	16,501.8	16,501.8	90,652.8	31.1

Cuadro 14

GUATEMALA: RESUMENES DE OPERACION
 ESCENARIO HIDROENERGETICO 80%

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	3,979	4,153	4,923	5,137	5,349	5,489		
NACIONALES	3,007	3,007	3,468	3,468	3,468	3,608		
HIDROELECTRICAS	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637		
GEOTERMICAS	140	140	140	140	140	280		
TERMICAS 1_a/	168	168	0	0	0	0		
TERMICAS 2_b/	419	419	1,188	1,188	1,188	1,188		
TERMICAS 3_c/	643	643	503	503	503	503		
PRIVADAS	972	1,146	1,455	1,669	1,881	1,881		
AUTOP HIDRO	37	37	170	341	553	553		
AUTOP TERMO	743	743	743	743	743	743		
COGENERADORES	192	367	542	585	585	585		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	2,591	2,634	2,570	2,611	2,660	2,929		
HIDROELECTRICAS	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637	1,637		
GEOTERMICAS	140	140	140	140	140	280		
TERMICAS 1_a/	166	167	0	0	0	0		
TERMICAS 2_b/	336	349	772	803	819	891		
TERMICAS 3_c/	312	341	21	30	64	122		
PRIVADAS	972	1,146	1,455	1,669	1,881	1,881		
AUTOP HIDRO	37	37	170	341	553	553		
AUTOP TERMO	743	743	743	743	743	743		
COGENERADORES	192	367	542	585	585	585		
TOTAL ENTREGADO	3,562	3,781	4,025	4,279	4,541	4,810		
REQUERIMIENTO (GWH)	3,562	3,781	4,025	4,279	4,541	4,810		
DEFICIT	0	0	0	0	0	0		
RESERVA (GWH)	416.4	372.8	898.3	857.9	808.2	678.9		
RESERVA (%)	11.7	9.9	22.3	20.0	17.8	14.1		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	416	373	898	858	808	679	4,032	100
NACIONALES	416	373	898	858	808	679	4,032	100
HIDROELECTRICAS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
GEOTERMICAS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
TERMICAS 1_a/	1	1	0	0	0	0	2	0.0
TERMICAS 2_b/	84	70	416	385	369	298	1,622	40.2
TERMICAS 3_c/	331	302	482	473	439	381	2,409	59.7
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
AUTOP HIDRO	0	0	0	0	0	0	0	0.0
AUTOP TERMO	0	0	0	0	0	0	0	0.0
COGENERADORES	0	0	0	0	0	0	0	0.0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,684	3,060	2,917	3,042	3,119	3,302	18,125	100.0
NACIONALES	1,227	1,283	820	865	943	1,126	6,264	35
Petróleo crudo	305	305	0	0	0	0	609	3.4
Bunker C	335	349	772	803	819	891	3,969	21.9
Diesel	587	630	48	62	124	235	1,686	9.3
PRIVADOS	1,457	1,777	2,097	2,177	2,176	2,176	11,861	65.4
Bunker C	1,457	1,777	2,097	2,177	2,176	2,176	11,861	65.4
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	46,447.6	52,225.6	41,411.6	43,332.2	45,160.8	49,050.4	277,628	100.0
NACIONALES	26,049.6	27,347.6	12,053.6	12,854.2	14,692.6	18,582.2	111,579.8	40.2
Petróleo crudo	6,092.0	6,092.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12,184	4.4
Bunker C	4,695.6	4,886.0	10,810.8	11,244.8	11,466.0	12,467.0	55,570	20.0
Diesel	15,262.0	16,369.6	1,242.8	1,609.4	3,226.6	6,115.2	43,826	15.8
PRIVADOS	20,398.0	24,878.0	29,358.0	30,478.0	30,468.2	30,468.2	166,048.4	59.8
Bunker C	20,398.0	24,878.0	29,358.0	30,478.0	30,468.2	30,468.2	166,048	59.8

Cuadro 14 (Continuación)

GUATEMALA: RESUMENES DE OPERACION

ESCENARIO HIDROENERGETICO CRITICO

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	3,840	4,015	4,773	4,971	5,164	5,304		
NACIONALES	2,872	2,872	3,333	3,333	3,333	3,473		
HIDROELECTRICAS	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502		
GEOTERMICAS	140	140	140	140	140	280		
TERMICAS 1_a/	168	168	0	0	0	0		
TERMICAS 2_b/	419	419	1,188	1,188	1,188	1,188		
TERMICAS 3_c/	643	643	503	503	503	503		
PRIVADAS	968	1,143	1,439	1,638	1,831	1,831		
AUTOP HIDRO	34	34	155	310	503	503		
AUTOP TERMO	743	743	743	743	743	743		
COGENERADORES	192	367	542	585	585	585		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	2,552	2,581	2,586	2,641	2,710	2,979		
HIDROELECTRICAS	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502	1,502		
GEOTERMICAS	140	140	140	140	140	280		
TERMICAS 1_a/	167	167	0	0	0	0		
TERMICAS 2_b/	390	398	890	923	936	994		
TERMICAS 3_c/	353	374	54	76	132	203		
PRIVADAS	968	1,143	1,439	1,638	1,831	1,831		
AUTOP HIDRO	34	34	155	310	503	503		
AUTOP TERMO	743	743	743	743	743	743		
COGENERADORES	192	367	542	585	585	585		
TOTAL ENTREGADO	3,520	3,724	4,025	4,279	4,541	4,810		
REQUERIMIENTO (GWH)	3,562	3,781	4,025	4,279	4,541	4,810		
DEFICIT	-41.7	-57.1	0	-0.2	-0.2	-0.1		
RESERVA (GWH)	319.9	291.0	747.5	692.0	623.6	494.3		
RESERVA (%)	9.1	7.8	18.6	16.2	13.7	10.3		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	320	291	747	692	624	494	3,168	100.0
NACIONALES	320	291	747	692	624	494	3,168	100
HIDROELECTRICAS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
GEOTERMICAS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
TERMICAS 1_a/	1	1	0	0	0	0	1	0.0
TERMICAS 2_b/	29	21	298	265	252	194	1,060	33.5
TERMICAS 3_c/	290	269	449	427	371	300	2,107	66.5
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
AUTOP HIDRO	0	0	0	0	0	0	0	0.0
AUTOP TERMO	0	0	0	0	0	0	0	0.0
COGENERADORES	0	0	0	0	0	0	0	0.0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	3,316	3,697	4,014	4,218	4,354	4,592	24,191	100.0
NACIONALES	1,859	1,920	1,917	2,041	2,178	2,416	12,330	51
Petróleo crudo	307	307	0	0	0	0	614	2.5
Bunker C	841	858	1,822	1,889	1,915	2,035	9,360	38.7
Diesel	711	754	95	152	263	381	2,356	9.7
PRIVADOS	1,457	1,777	2,097	2,177	2,176	2,176	11,861	49
Bunker C	1,457	1,777	2,097	2,177	2,176	2,176	11,861	49.0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	56,798.2	62,648.8	57,339.8	60,873.4	64,114.3	68,858.2	370,633	100.0
NACIONALES	36,400.2	37,770.8	27,981.8	30,395.4	33,646.1	38,390.0	ERR	ERR
Petróleo crudo	6,140.0	6,144.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12,284	3.3
Bunker C	11,776.8	12,017.6	25,510.8	26,443.2	26,804.4	28,483.0	131,036	35.4
Diesel	18,483.4	19,609.2	2,471.0	3,952.2	6,841.7	9,907.0	61,265	16.5
PRIVADOS	20,398.0	24,878.0	29,358.0	30,478.0	30,468.2	30,468.2	166,048.4	44.8
Bunker C	20,398.0	24,878.0	29,358.0	30,478.0	30,468.2	30,468.2	166,048	44.8

Cuadro 15

HONDURAS: RESUMENES DE OPERACION

ESCENARIO HIDROENERGETICO 80%

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	4,028	4,308	4,332	4,332	4,332	4,332		
NACIONALES	2,625	2,904	2,928	2,928	2,928	2,928		
HIDROELECTRICAS	2,064	2,064	2,088	2,088	2,088	2,088		
TERMICAS 3_c/	210	489	489	489	489	489		
TERMICAS 5_e/	351	351	351	351	351	351		
PRIVADAS	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403		
AUTOP TERMO 94	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	1,514	1,620	1,727	1,894	2,097	2,304		
HIDROELECTRICAS	1,514	1,620	1,703	1,824	2,088	2,088		
TERMICAS 3_c/	0	0	0	0	1	1		
TERMICAS 5_e/	0	0	24	70	7	215		
PRIVADAS	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403		
AUTOP TERMO 94	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403		
TOTAL ENTREGADO	2,918	3,023	3,130	3,297	3,500	3,707		
REQUERIMIENTO (GWH)	2,918	3,023	3,130	3,297	3,500	3,707		
DEFICIT	(1)	0	0	0	(0)	0		
RESERVA (GWH)	1,110.7	1,284.7	1,201.5	1,034.5	831.6	624.3		
RESERVA (%)	38.0	42.5	38.4	31.4	23.8	16.8		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	1,111	1,285	1,202	1,035	832	624	6,087	100
NACIONALES	1,111	1,285	1,202	1,035	832	624	6,087	100
HIDROELECTRICAS	550	445	386	265	0	0	1,645	27
TERMICAS 3_c/	210	489	489	489	488	489	2,654	44
TERMICAS 5_e/	351	351	327	281	344	136	1,789	29
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0
AUTOP TERMO 94	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,001	2,001	2,045	2,131	2,016	2,401	12,595	100.0
NACIONALES	0	0	45	130	16	400	590	4.7
Bunker C	0	0	38	110	11	339	498	4.0
Diesel	0	0	7	19	5	61	92	0.7
PRIVADOS	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	12,005	95.3
Bunker C	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	12,005	95.3
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	52,023	52,023	52,646	53,840	52,241	57,623	320,395	100
NACIONALES	0.0	0.0	623.1	1,817.5	218.1	5,600.4	8,259.1	2.6
Bunker C	0.0	0.0	529.7	1,544.8	154.5	4,744.9	6,973.8	2.2
Diesel	0.0	0.0	93.5	272.6	63.7	855.5	1,285.3	0.4
PRIVADOS	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	312,136.0	97.4
Bunker C	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	312,136.0	97.4

Cuadro 15 (Continuación)

HONDURAS: RESUMENES DE OPERACION

ESCENARIO HIDROENERGETICO CRITICO

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	3,979	4,259	4,269	4,269	4,269	4,269		
NACIONALES	2,576	2,855	2,866	2,866	2,866	2,866		
HIDROELECTRICAS	2,015	2,015	2,026	2,026	2,026	2,026		
TERMICAS 3_cl	210	489	489	489	489	489		
TERMICAS 5_el	351	351	351	351	351	351		
PRIVADAS	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403		
AUTOP TERMO 94	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	1,515	1,619	1,727	1,893	2,097	2,304		
HIDROELECTRICAS	1,515	1,619	1,727	1,819	2,026	2,026		
TERMICAS 3_cl	0	0	0	0	0	0		
TERMICAS 5_el	0	0	0	74	71	278		
PRIVADAS	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403		
AUTOP TERMO 94	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403	1,403		
TOTAL ENTREGADO	2,918	3,023	3,130	3,297	3,500	3,707		
REQUERIMIENTO (GWH)	2,918	3,023	3,130	3,297	3,500	3,707		
DÉFICIT	0	(1)	0	(1)	0	0		
RESERVA (GWH)	1,061.1	1,236.1	1,138.9	972.9	769.0	562.0		
RESERVA (%)	36.4	40.9	36.4	29.5	22.0	15.2		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	1,061	1,236	1,139	973	769	562	5,740	100
NACIONALES	1,061	1,236	1,139	973	769	562	5,740	
HIDROELECTRICAS	501	396	299	207	0	0	1,403	24
TERMICAS 3_cl	210	489	489	489	489	489	2,656	46
TERMICAS 5_el	351	351	351	277	280	73	1,682	29
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0
AUTOP TERMO 94	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,001	2,001	2,001	2,138	2,133	2,516	12,790	100.0
NACIONALES	0	0	0	137	132	516	784	6
Bunker C	0	0	0	117	112	438	667	5.2
Diesel	0	0	0	21	20	77	118	0.9
PRIVADAS	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	12,005	94
Bunker C	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	2,001	12,005	93.9
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	52,022.7	52,022.7	52,022.7	53,944.0	53,866.1	59,240.6	323,118.7	100.0
NACIONALES	0.0	0.0	0.0	1,921.3	1,843.4	7,217.9	10,982.6	3.4
Bunker C	0.0	0.0	0.0	1,633.1	1,566.9	6,135.2	9,335.2	2.9
Diesel	0.0	0.0	0.0	288.2	276.5	1,082.7	1,647.4	0.5
PRIVADOS	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	312,136.0	96.6
Bunker C	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	52,022.7	312,136.0	96.6

Cuadro 16

NICARAGUA: RESUMENES DE OPERACION

ESCENARIO HIDROENERGETICO 80%

AÑO	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	2310	2398	2537	2817	3236	3305		
NACIONALES	2,310	2,101	2,240	2,520	2,939	3,008		
HIDROELECTRICAS	351	351	351	351	351	420		
GEOTERMICAS	489	489	629	909	1,328	1,328		
TERMICAS 2_b/	1,188	978	978	978	978	978		
TERMICAS 3_c/	282	282	282	282	282	282		
PRIVADAS	0	297	297	297	297	297		
AUTOP TERMO	0	297	297	297	297	297		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	1,886	1,710	1,854	2,030	2,223	2,460		
HIDROELECTRICAS	351	351	351	351	351	420		
GEOTERMICAS	489	489	629	909	1,328	1,328		
TERMICAS 2_b/	1,024	832	826	742	540	682		
TERMICAS 3_c/	22	38	47	28	4	30		
PRIVADAS	0	297	297	297	297	297		
AUTOP TERMO	0	297	297	297	297	297		
TOTAL ENTREGADO	1,886	2,007	2,151	2,327	2,520	2,757		
REQUERIMIENTO (GWH)	1,886	2,007	2,151	2,327	2,520	2,757		
DEFICIT	0	0	(0)	(1)	(0)	(0)		
RESERVA (GWH)	424.0	390.6	386.8	490.4	716.6	548.1		
RESERVA (%)	22.5	19.5	18.0	21.1	28.4	19.9		
* EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	424	391	387	490	717	548	2,957	
NACIONALES	424.0	390.6	386.8	490.4	716.6	548.1	2956.5	
HIDROELECTRICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
GEOTERMICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 2_b/	164	147	152	237	439	296	1,435	49
TERMICAS 3_c/	260	244	235	254	278	252	1,521	51
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0
AUTOP TERMO	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,404	2,046	2,053	1,866	1,454	1,758	11,581	100
NACIONALES	1,969	1,611	1,617	1,431	1,019	1,323	8,969	77.5
Bunker C	1,928	1,543	1,534	1,379	1,007	1,270	8,661	74.8
Diesel	41	67	84	52	12	53	309	2.7
PRIVADOS	435	435	435	435	435	435	2,611	22.5
Diesel	435	435	435	435	435	435	2,611	22.5
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	39,368	34,669	34,959	31,962	25,730	30,479	197,167	100
NACIONALES	28,052	23,353	23,644	20,646	14,415	19,164	129,276	66
Bunker C	26,986.4	21,606.2	21,473.2	19,307.4	14,098.0	17,775.8	121,247.0	61.5
Diesel	1,066.0	1,747.2	2,171.0	1,339.0	317.2	1,388.4	8,028.8	4.1
PRIVADOS	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	67,891.2	34.4
Diesel	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	67,891.2	34.4

Cuadro 16 (Continuación)

NICARAGUA: RESUMENES DE OPERACION

ESCENARIO HIDROENERGETICO CRITICO

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	2269	2356.3	2496.1	2775.6	3195	3255.5		
NACIONALES	2,269	2,059	2,199	2,479	2,898	2,959		
HIDROELECTRICAS	310	310	310	310	310	310		
GEOTERMICAS	489	489	629	909	1,328	1,328		
TERMICAS 2_b/	1,188	978	978	978	978	978		
TERMICAS 3_c/	282	282	282	282	282	282		
PRIVADAS	0	297	297	297	297	297		
AUTOP TERMO	0	297	297	297	297	297		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	1,886	1,710	1,854	2,030	2,223	2,460		
HIDROELECTRICAS	310	310	310	310	310	310		
GEOTERMICAS	489	489	629	909	1,328	1,328		
TERMICAS 2_b/	1,050	854	847	768	577	714		
TERMICAS 3_c/	37	57	68	43	8	48		
PRIVADAS	0	297	297	297	297	297		
AUTOP TERMO	0	297	297	297	297	297		
TOTAL ENTREGADO	1,886	2,007	2,151	2,327	2,520	2,757		
REQUERIMIENTO (GWH)	1,886	2,007	2,151	2,327	2,520	2,757		
DEFICIT	(0)	0	0	(1)	(0)	0		
RESERVA (GWH)	383.0	349.3	345.1	448.6	675.0	498.5		
RESERVA (%)	20.3	17.4	16.0	19.3	26.8	18.1		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	383	349	345	449	675	498	2,699	100
NACIONALES	383	349	345	449	675	498	2,699	100
HIDROELECTRICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
GEOTERMICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 2_b/	139	124	131	210	401	264	1,270	47
TERMICAS 3_c/	245	225	214	239	274	234	1,429	53
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0
AUTOP TERMO	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,478	2,122	2,128	1,940	1,530	1,846	12,044	100
NACIONALES	2,043	1,687	1,693	1,505	1,095	1,411	9,433	78.3
Bunker C	1,975	1,585	1,573	1,427	1,076	1,328	8,964	74.4
Diesel	68	102	119	78	19	83	469	3.9
PRIVADOS	435	435	435	435	435	435	2,611	21.7
Diesel	435	435	435	435	435	435	2,611	21.7
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	40740.8	36146.1	36443.2	33326.4	26866.8	32055.8	205579.1	100
NACIONALES	29,425.6	24,830.9	25,128.0	22,011.2	15,551.6	20,740.6	137,687.9	67.0
Bunker C	27,647.2	22,189.3	22,026.2	19,978.0	15,065.4	18,587.8	125,493.9	61.0
Diesel	1,778.4	2,641.6	3,101.8	2,033.2	486.2	2,152.8	12,194.0	5.9
PRIVADOS	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	67,891.2	33.0
Diesel	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	11,315.2	67,891.2	33.0

Cuadro 17

PANAMA: RESUMENES DE OPERACION
 ESCENARIO HIDROENERGETICO 80%

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	3,314	4,432	4,432	4,408	4,674	4,814		
NACIONALES	3,314	4,432	4,432	4,408	4,674	4,814		
HIDROELECTRICAS	2,105	2,105	2,105	2,105	2,372	2,372		
TERMICAS 2_b/	538	748	748	748	748	748		
TERMICAS 3_c/	461	461	461	437	437	577		
TERMICAS 4_d/	210	210	210	210	210	210		
TERMICAS 5_e/	0	908	908	908	908	908		
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	3,251	3,696	3,879	4,043	4,259	4,448		
HIDROELECTRICAS	2,105	2,105	2,105	2,105	2,372	2,372		
TERMICAS 2_b/	538	568	652	711	700	734		
TERMICAS 3_c/	401	56	129	188	161	281		
TERMICAS 4_d/	207	59	86	130	118	155		
TERMICAS 5_e/	0	908	908	908	908	908		
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0		
TOTAL ENTREGADO	3,251	3,696	3,879	4,043	4,259	4,448		
REQUERIMIENTO (GWH)	3,518	3,696	3,879	4,069	4,266	4,468		
DEFICIT	(267)	(1)	0	(26)	(7)	(20)		
RESERVA (GWH)	63.6	736.6	552.7	364.3	415.1	365.2		
RESERVA (%)	(5.8)	19.9	14.3	8.3	9.6	7.7		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	64	737	553	364	415	365	2,497	100
NACIONALES	64	737	553	364	415	365	2,497	100
HIDROELECTRICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 2_b/	0	180	96	37	48	14	375	15
TERMICAS 3_c/	61	406	333	248	276	296	1,619	65
TERMICAS 4_d/	3	151	124	79	92	55	504	20
TERMICAS 5_e/	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,429	2,413	1,904	3,144	3,031	3,408	16,328	100
NACIONALES	2,429	2,413	1,904	3,144	3,031	3,408	16,328	100
Bunker C	1,060	2,157	1,429	2,441	2,418	2,486	11,991	73.4
Diesel	1,005	152	325	473	405	650	3,010	18.4
Diesel marino	364	104	150	229	208	272	1,327	8.1
PRIVADOS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	49,477.5	36,579.9	31,971.2	51,845.2	49,249.9	58,054.9	277,178.4	100.0
NACIONALES	49,477.5	36,579.9	31,971.2	51,845.2	49,249.9	58,054.9	277,178.4	100.0
Bunker C	14,840.0	30,200.8	20,001.8	34,174.0	33,857.6	34,805.4	167,879.6	60.6
Diesel	26,122.2	3,957.2	8,450.0	12,303.2	10,527.4	16,887.0	78,247.0	28.2
Diesel marino	8,515.3	2,421.9	3,519.4	5,368.0	4,864.9	6,362.5	31,051.8	11.2
PRIVADOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Cuadro 17 (Continuación)

PANAMA: RESUMENES DE OPERACION

ESCENARIO HIDROENERGETICO CRITICO

	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	Total	%
DISPONIBILIDAD DE ENERGIA (GWH)								
TOTAL	3,061	4,179	4,179	4,154	4,359	4,499		
NACIONALES	3,061	4,179	4,179	4,154	4,359	4,499		
HIDROELECTRICAS	1,852	1,852	1,852	1,852	2,057	2,057		
TERMICAS 2_b/	538	748	748	748	748	748		
TERMICAS 3_c/	461	461	461	437	437	577		
TERMICAS 4_d/	210	210	210	210	210	210		
TERMICAS 5_e/	0	908	908	908	908	908		
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0		
DESPACHO DE ENERGIA (GWH)								
NACIONALES	3,061	3,696	3,879	4,069	4,266	4,468		
HIDROELECTRICAS	1,852	1,852	1,852	1,852	2,057	2,057		
TERMICAS 2_b/	538	748	748	748	748	748		
TERMICAS 3_c/	461	120	221	437	437	577		
TERMICAS 4_d/	210	68	150	125	117	179		
TERMICAS 5_e/	0	908	908	908	908	908		
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0		
TOTAL ENTREGADO	3,061	3,696	3,879	4,069	4,266	4,468		
REQUERIMIENTO (GWH)	3,518	3,696	3,879	4,069	4,266	4,468		
DEFICIT	(457)	(0)	(0)	0	0	(0)		
RESERVA (GWH)	0.0	482.9	299.9	85.0	93.0	31.0		
RESERVA (%)	0.0	13.1	7.7	2.1	2.2	0.7		
EXCEDENTES (GWH)								
TOTAL	0	483	300	85	93	31	992	100
NACIONALES	0	483	300	85	93	31	992	100
HIDROELECTRICAS	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 2_b/	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMICAS 3_c/	0	341	240	0	0	0	582	59
TERMICAS 4_d/	0	142	60	85	93	31	410	41
TERMICAS 5_e/	0	0	0	0	0	0	0	0
PRIVADAS	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE BARRILES)								
TOTAL	2,915	2,896	2,285	3,772	3,637	4,090	19,594	100
NACIONALES	2,915	2,896	2,285	3,772	3,637	4,090	19,594	100
Bunker C	1,272	2,588	1,715	2,929	2,902	2,983	14,389	73.4
Diesel	1,206	182	390	568	486	780	3,612	18.4
Diesel marino	437	125	180	275	250	326	1,592	8.1
PRIVADOS	0	0	0	0	0	0	0	0.0
CONSUMO DE COMBUSTIBLES (MILES DE DOLARES)								
TOTAL	59,385.1	43,900.3	38,359.2	62,196.7	59,099.0	69,682.6	332,623.0	100.0
NACIONALES	59,385.1	43,900.3	38,359.2	62,196.7	59,099.0	69,682.6	332,623.0	100.0
Bunker C	17,808.0	36,237.6	24,007.2	41,008.8	40,622.4	41,764.8	201,448.8	60.6
Diesel	31,356.0	4,742.4	10,140.0	14,757.6	12,636.0	20,280.0	93,912.0	28.2
Diesel marino	10,221.1	2,920.3	4,212.0	6,430.3	5,840.6	7,637.8	37,262.2	11.2
PRIVADOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Cuadro 18
Istmo Centroamericano: Análisis de Transferencias
en el período 1995-2000

1995

	GWh			Diferencial Factura millones de US\$	Disminución del deficit GWh	
	Aislado Deficit	Coordinado Compras Ventas				Deficit
Total	147.1	549.6	549.5	22.0	2.5	125.1
Bloque Norte	49.4	27.4	27.4	22.0	0.8	27.4
Guatemala	20.0	12.9	14.5	7.1	1.6	
El Salvador	29.4	14.5	12.9	14.9	-0.8	
Bloque Sur	97.7	522.2	522.1	0.0	1.7	97.7
Honduras	0.0		250.6	0.0	-14.4	
Nicaragua	0.0		271.5	0.0	-10.4	
Costa Rica	28.6	197.0		0.0	11.3	
Panama	69.1	325.2		0.0	15.2	

1996

	GWh			Diferencial Factura millones de US\$	Disminución del deficit GWh	
	Aislado Deficit	Coordinado Compras Ventas				Deficit
Total	44.0	334.4	334.7	17.1	8.1	26.9
Bloque Norte	44.0	81.3	81.6	17.1	1.1	26.9
Guatemala	31.0	68.3	13.3	17.1	4.5	
El Salvador	13.0	13.0	68.3	0.0	-3.4	
Bloque Sur	0.0	253.1	253.1	0.0	7.0	0.0
Honduras	0.0	123.5		0.0	4.3	
Nicaragua	0.0		77.1	0.0	-1.7	
Costa Rica	0.0	129.6		0.0	8.8	
Panama	0.0		176.0	0.0	-4.4	

1997

	GWh			Diferencial Factura millones de US\$	Disminución del deficit GWh	
	Aislado Deficit	Coordinado Compras Ventas				Deficit
Total	22.3	456.0	456.0	22.3	4.8	0.0
Bloque Norte	22.3	310.6	310.6	22.3	0.5	0.0
Guatemala	0.0		310.6	0.0	-9.8	
El Salvador	22.3	310.6		22.3	10.3	
Bloque Sur	0.0	145.4	145.4	0.0	4.3	0.0
Honduras	0.0	145.4		0.0	3.4	
Nicaragua	0.0		4.6	0.0	-0.2	
Costa Rica	0.0		115.0	0.0	-0.3	
Panama	0.0		25.8	0.0	1.4	

Cuadro 18
(continuación)
1998

	GWh				Diferencial Factura millones de US\$	Disminución del deficit GWh
	Aislado Deficit	Coordinado		Deficit		
		Compras	Ventas			
Total	0.0	1021.9	1021.9	0.0	53.9	0.0
Guatemala	0.0		223.4	0.0	-6.0	
El Salvador	0.0	50.2			4.0	
Honduras	0.0	599.2		0.0	24.5	
Nicaragua	0.0	107.8		0.0	3.5	
Costa Rica	0.0		798.5	0.0	-3.5	
Panama	0.0	264.7		0.0	31.4	

1999

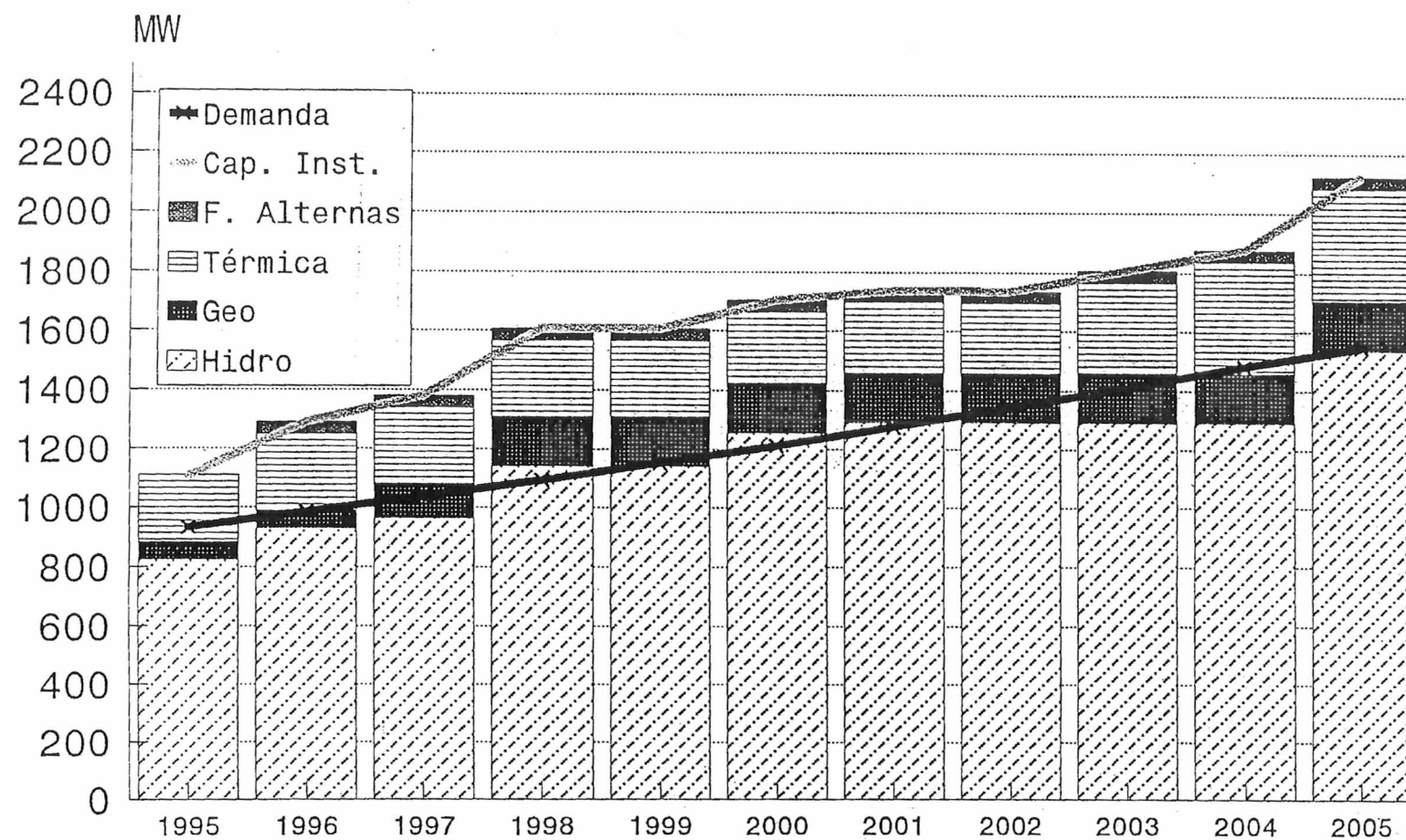
	GWh				Diferencial Factura millones de US\$	Disminución del deficit GWh
	Aislado Deficit	Coordinado		Deficit		
		Compras	Ventas			
Total	0.0	1185.8	1185.8	0.0	61.9	0.0
Guatemala	0.0	161.9		0.0	5.7	
El Salvador	0.0		536.4		-13.7	
Honduras	0.0	659.9		0.0	55.2	
Nicaragua	0.0	40.8		0.0	1.4	
Costa Rica	0.0		649.4	0.0	-1.0	
Panama	0.0	323.2		0.0	14.3	

2000

	GWh				Diferencial Factura millones de US\$	Disminución del deficit GWh
	Aislado Deficit	Coordinado		Deficit		
		Compras	Ventas			
Total	0.0	1188.5	1188.5	0.0	66.8	0.0
Guatemala	0.0	137.0		0.0	6.0	
El Salvador	0.0		461.4		-11.6	
Honduras	0.0	492.4		0.0	49.2	
Nicaragua	0.0	87.9		0.0	2.9	
Costa Rica	0.0		727.1	0.0	0.1	
Panama	0.0	471.2		0.0	20.2	

Gráfico 2

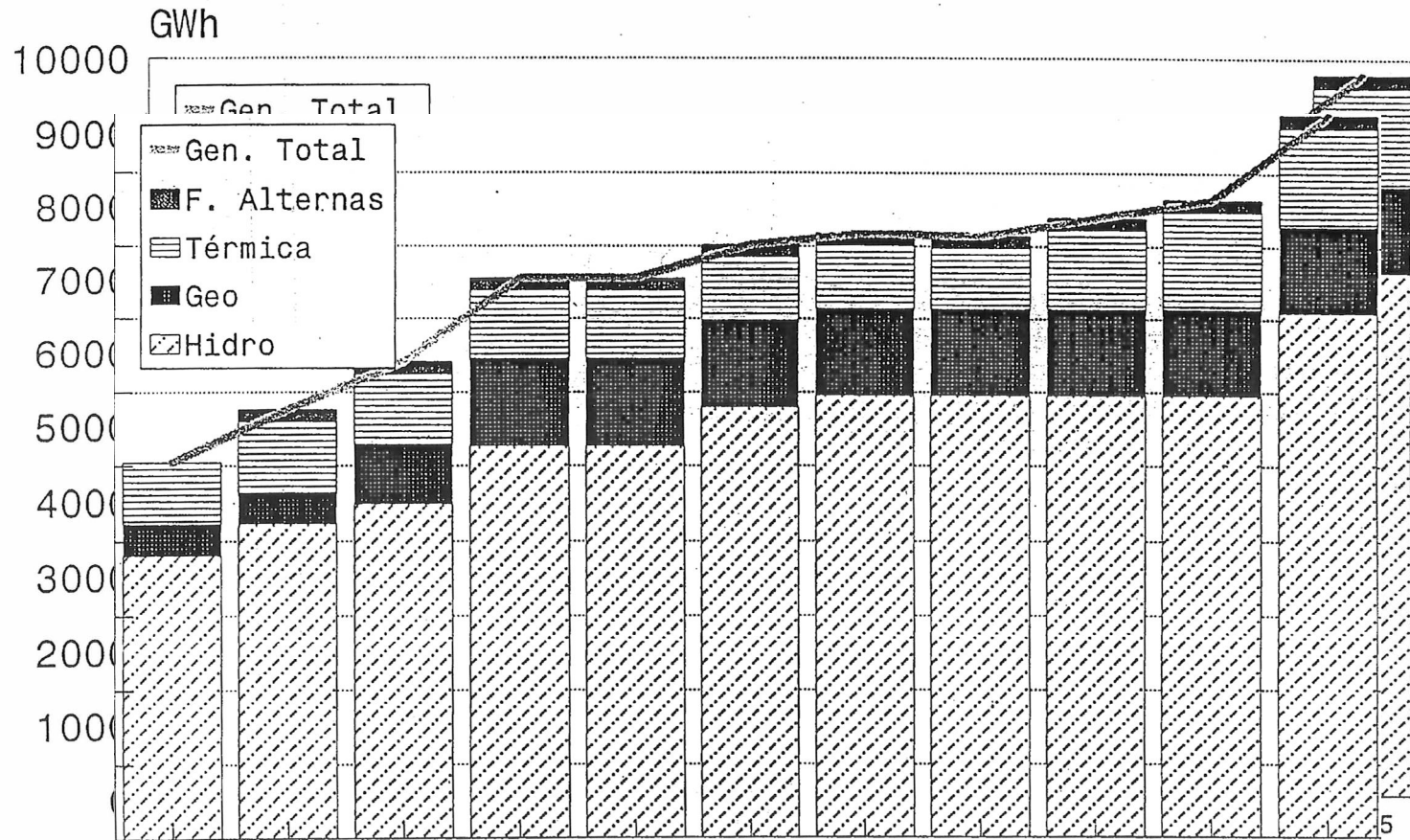
COSTA RICA: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 3

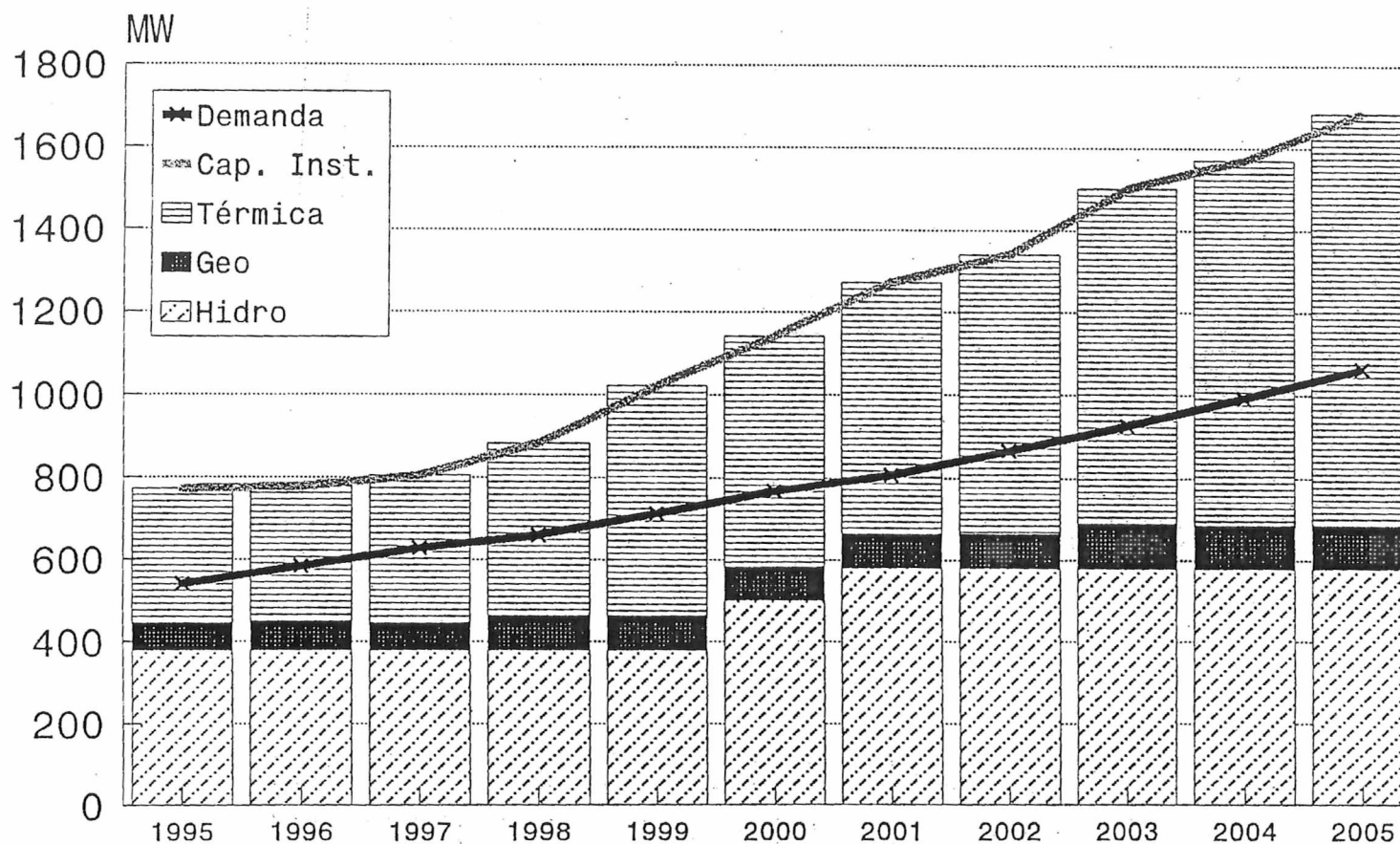
COSTA RICA: CUBRIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 4

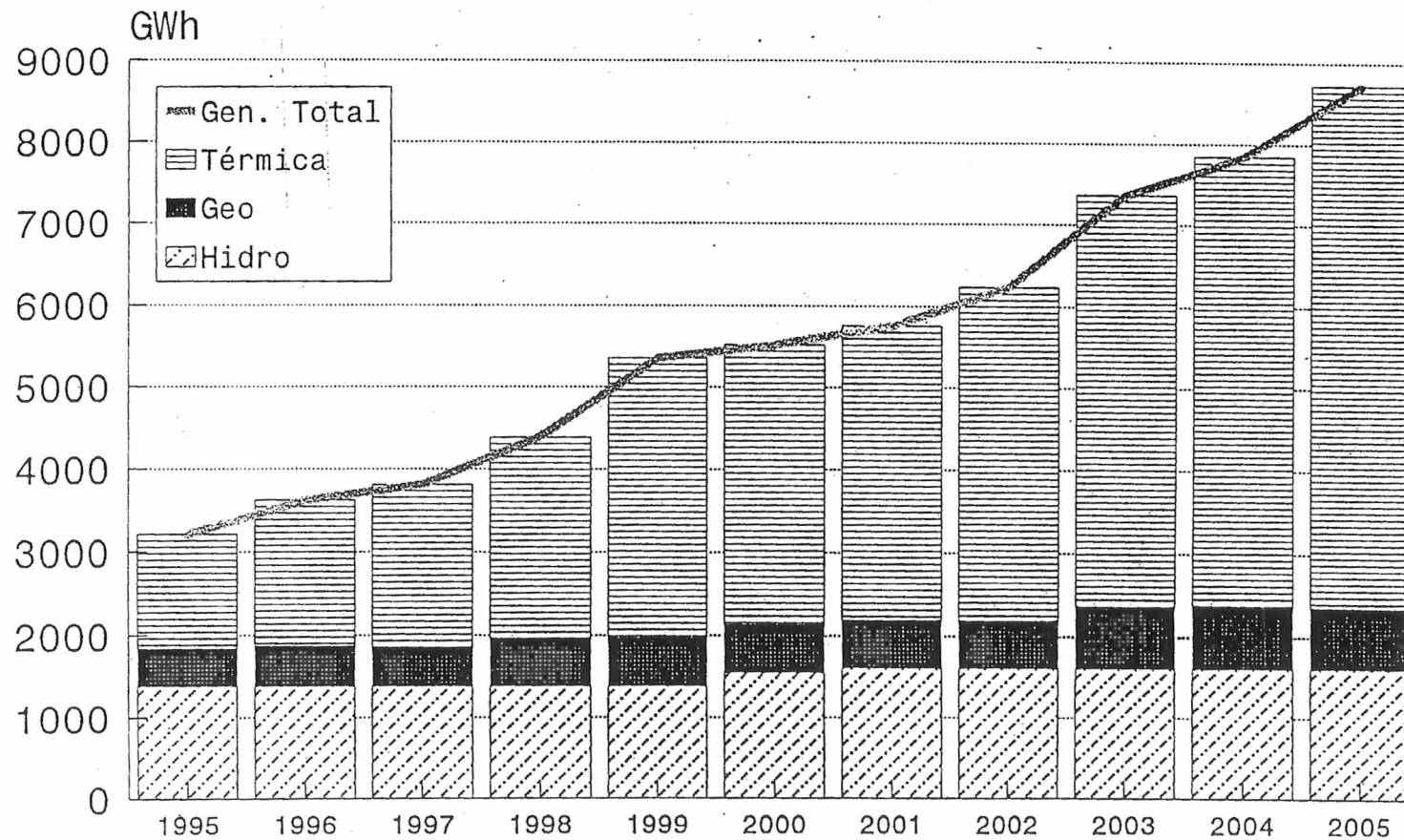
EL SALVADOR: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

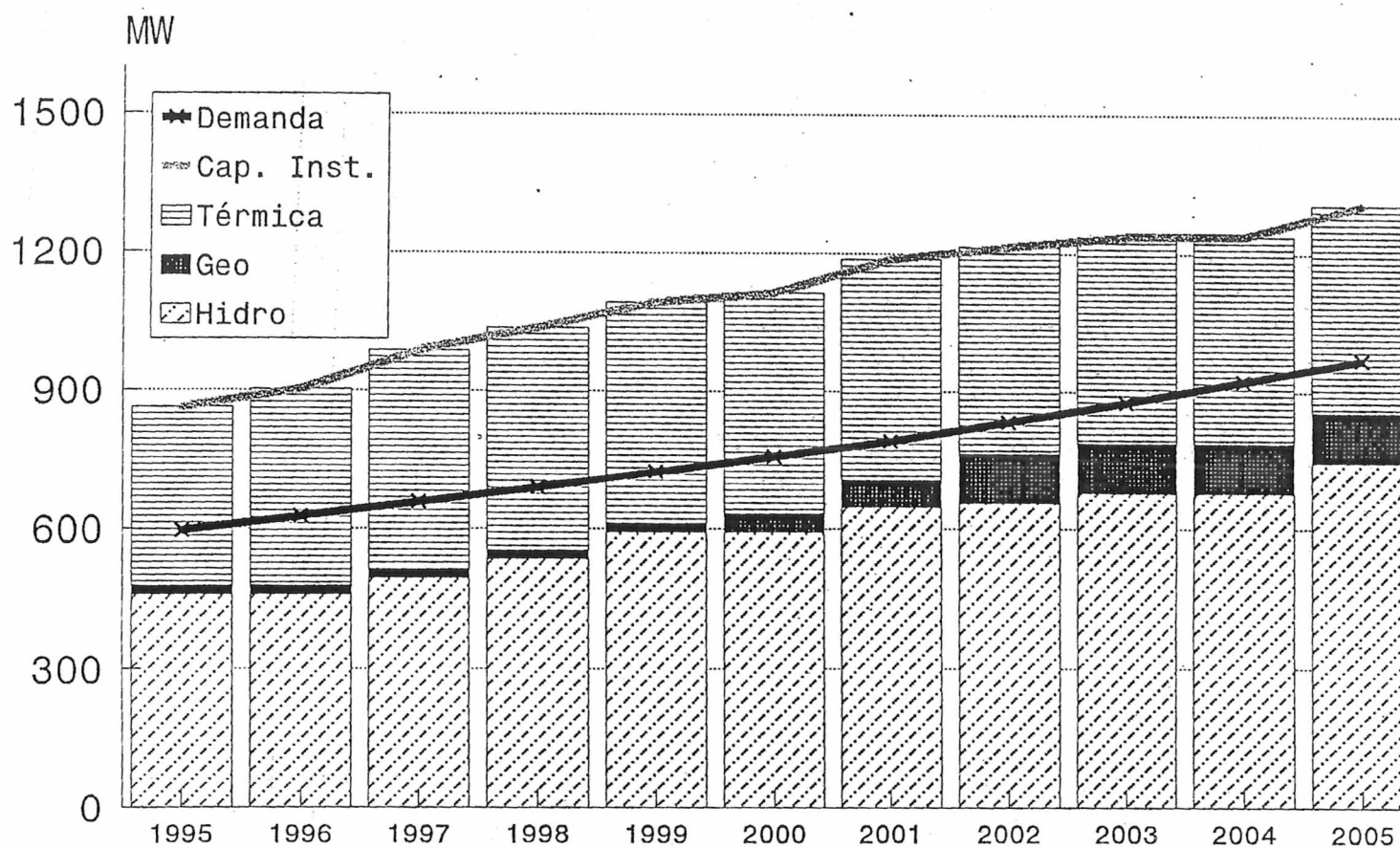
Gráfico 5

EL SALVADOR: CUBRIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

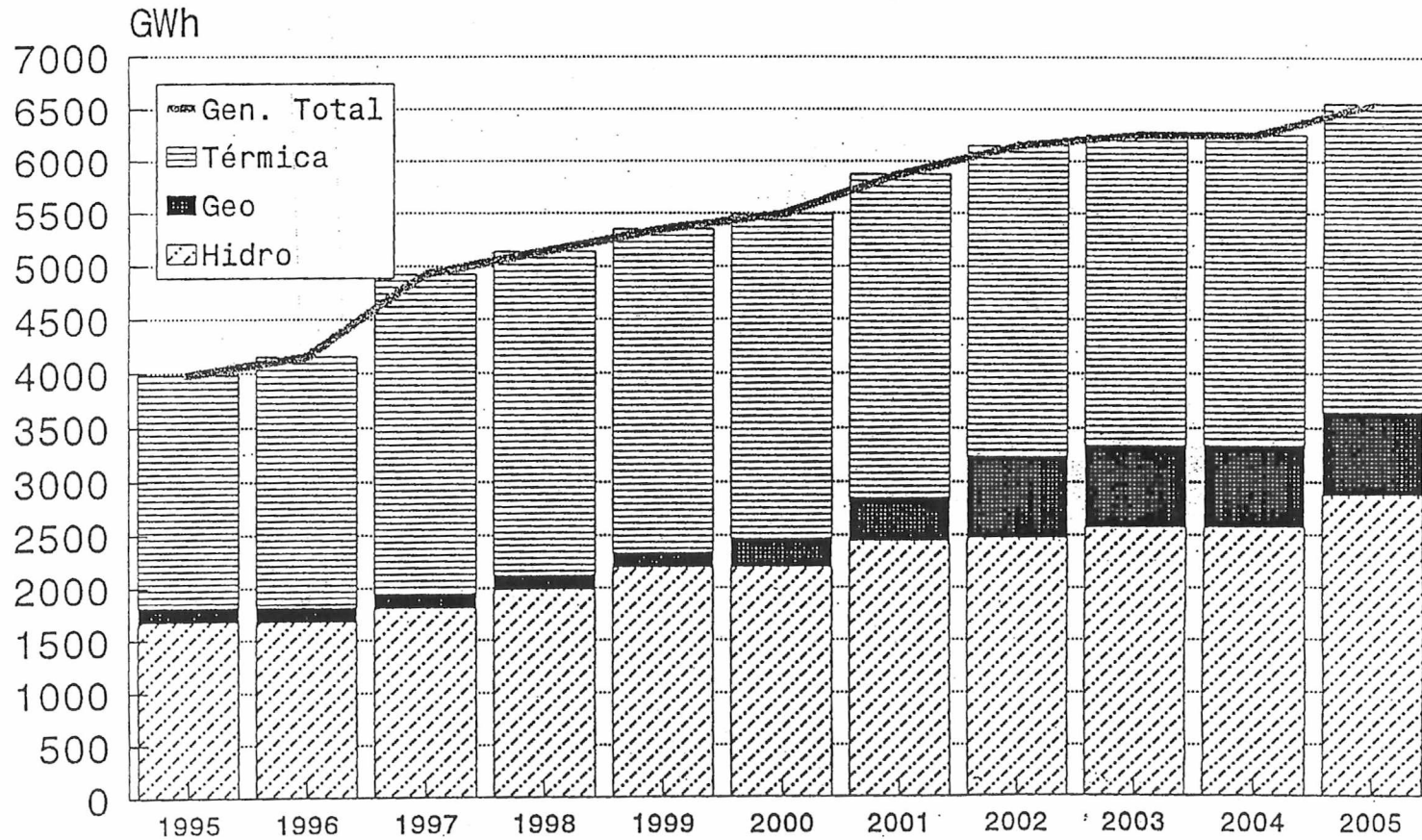
Gráfico 6
GUATEMALA: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

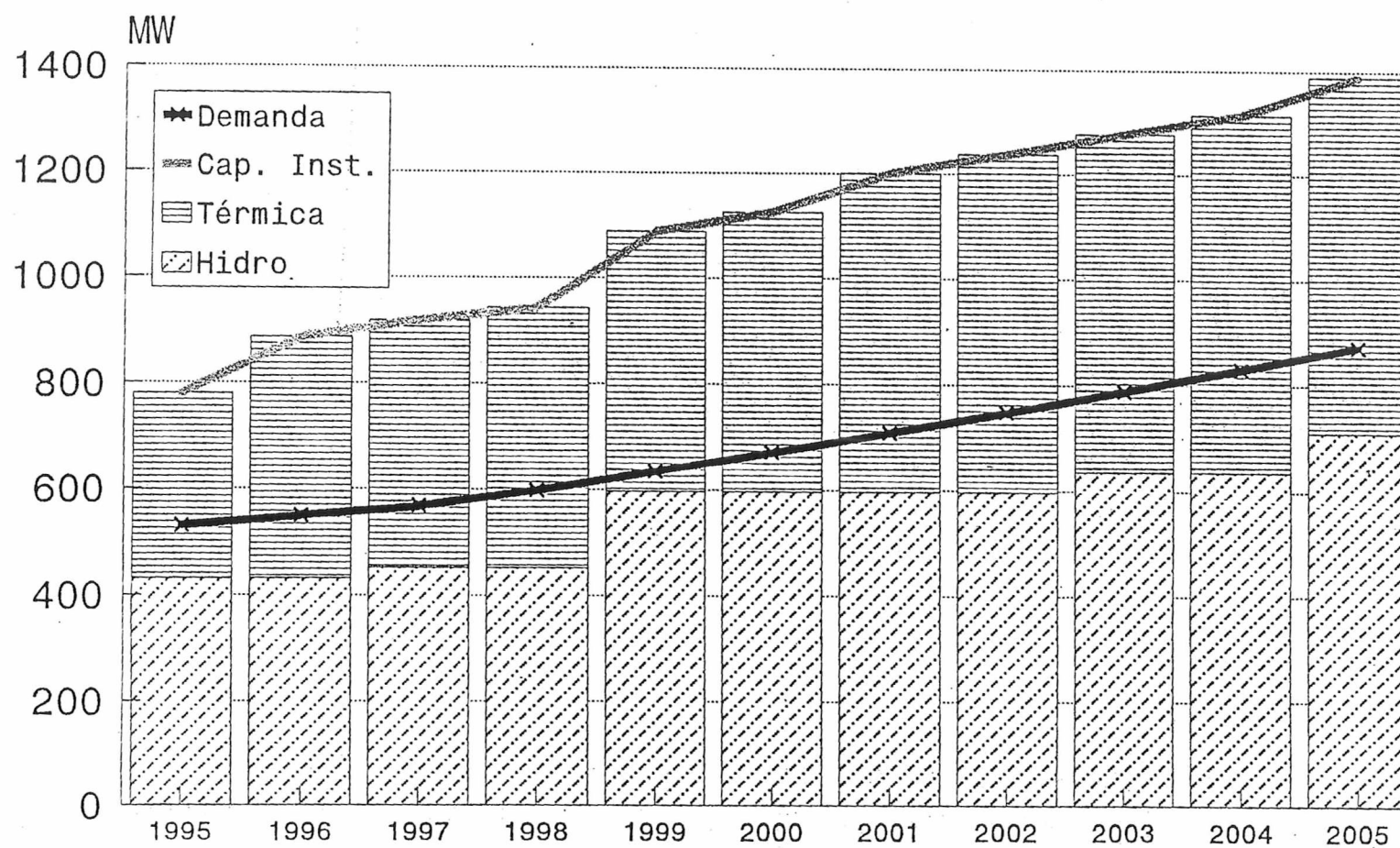
Gráfico 7

GUATEMALA: CUBRIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

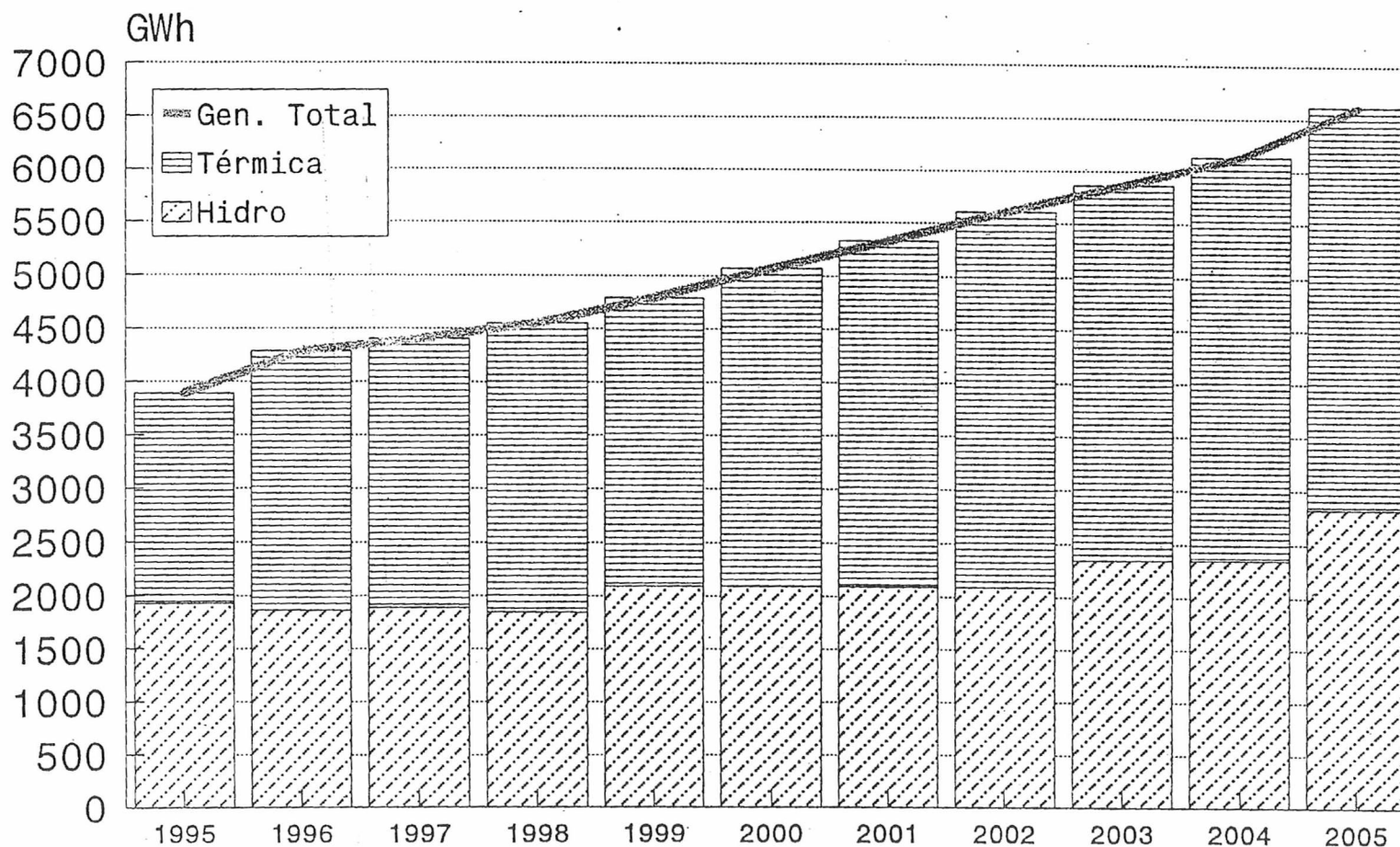
Gráfico 8
HONDURAS: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 9

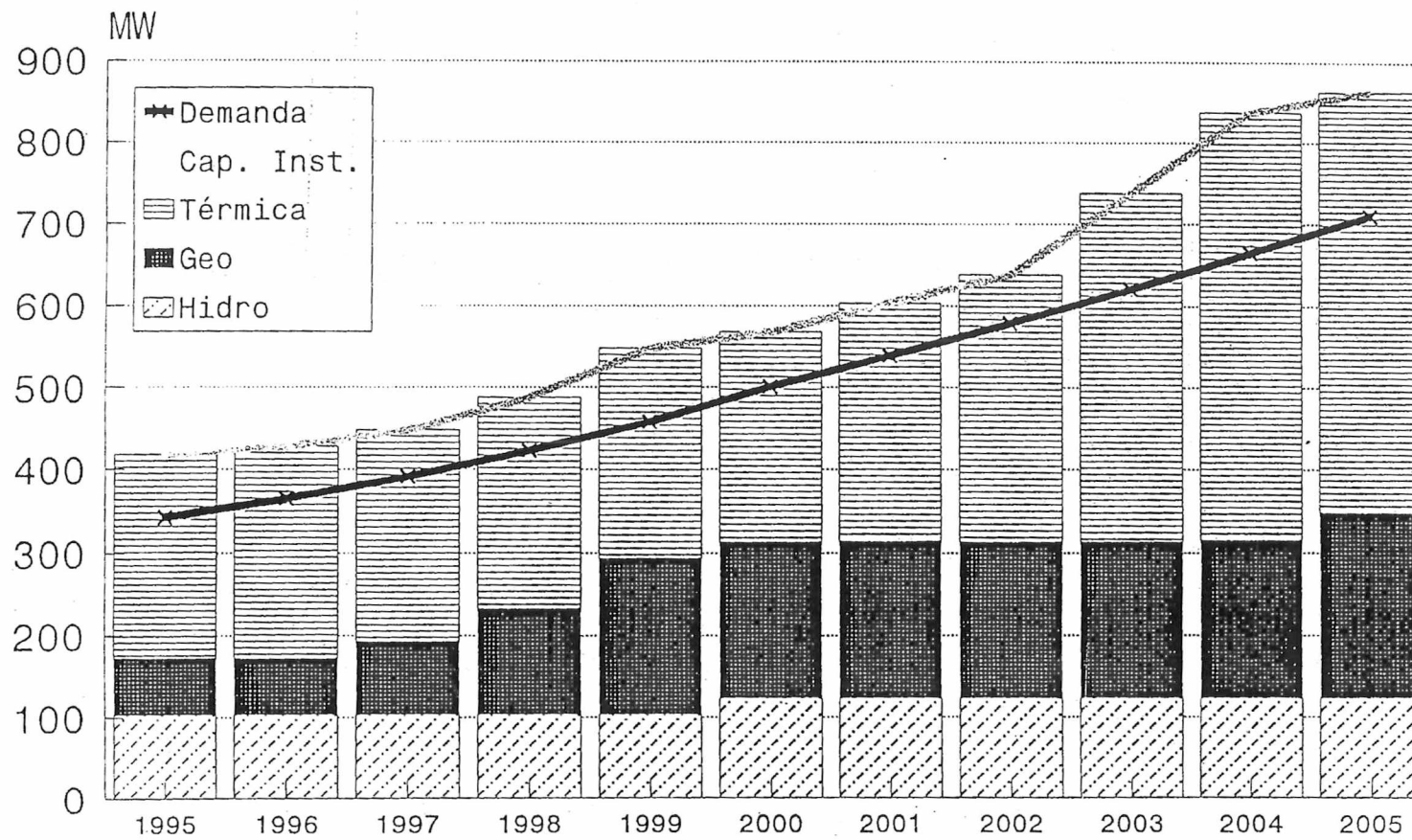
HONDURAS: CUBRIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 10

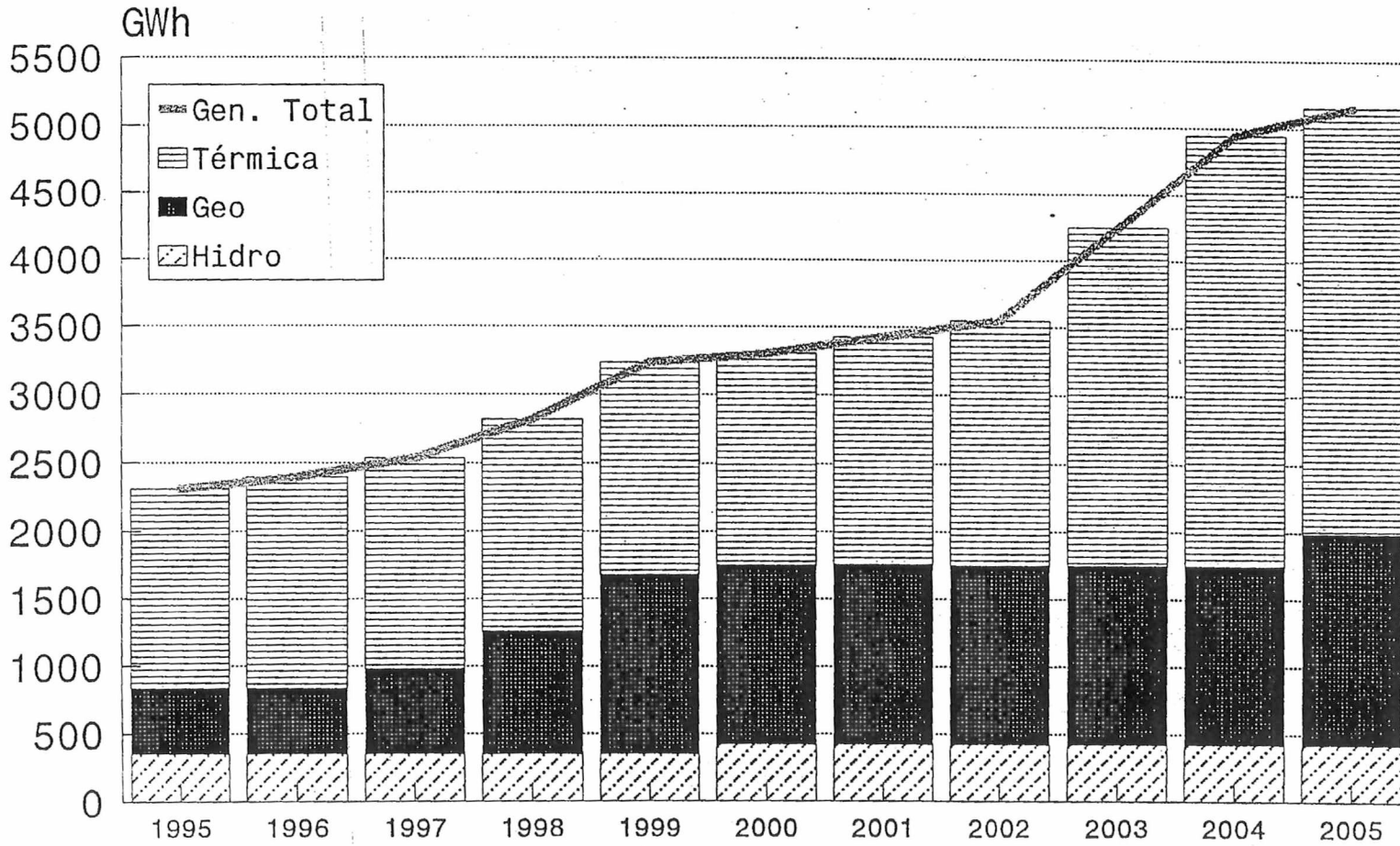
NICARAGUA: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

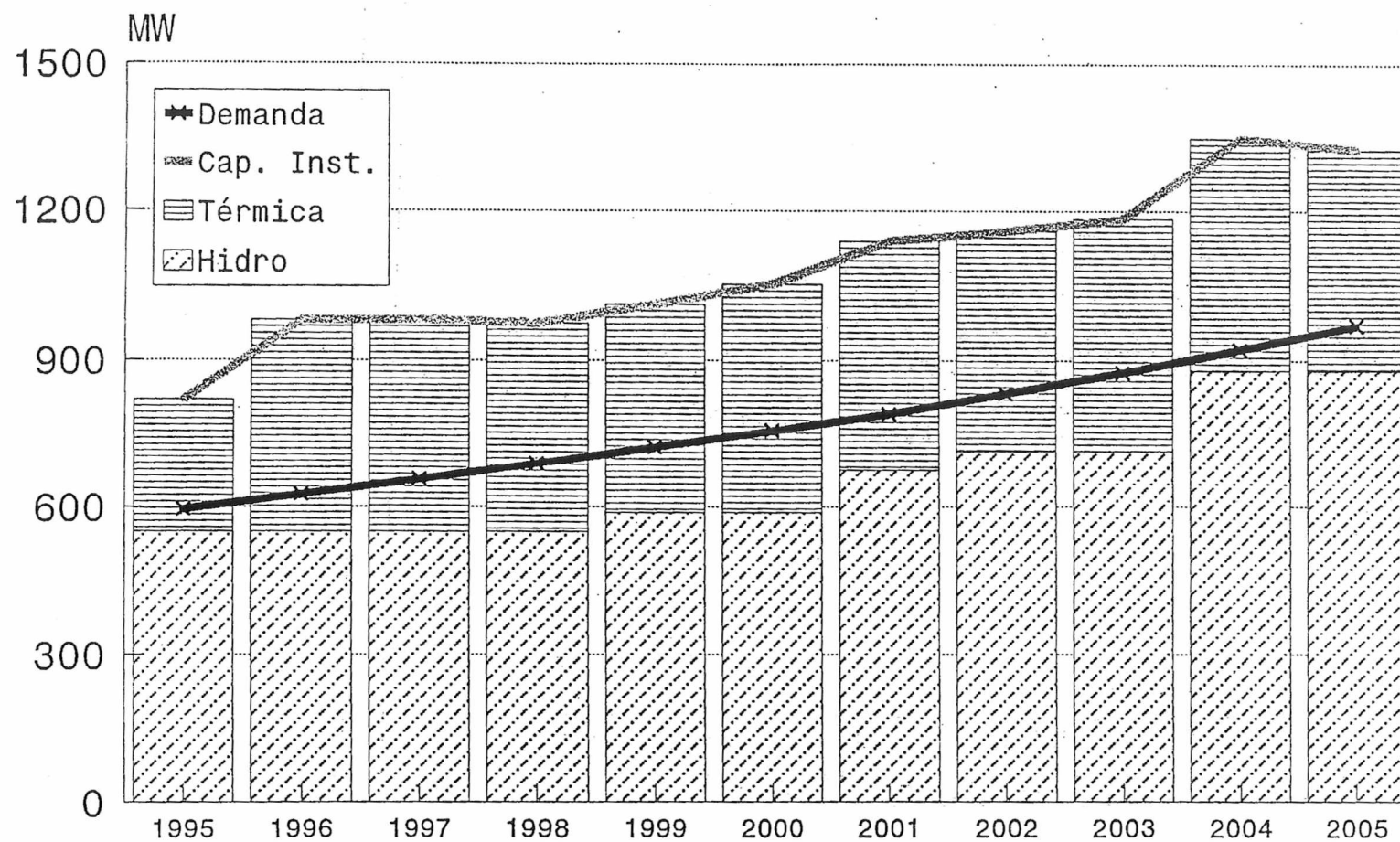
Gráfico 11

NICARAGUA: CUBRIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

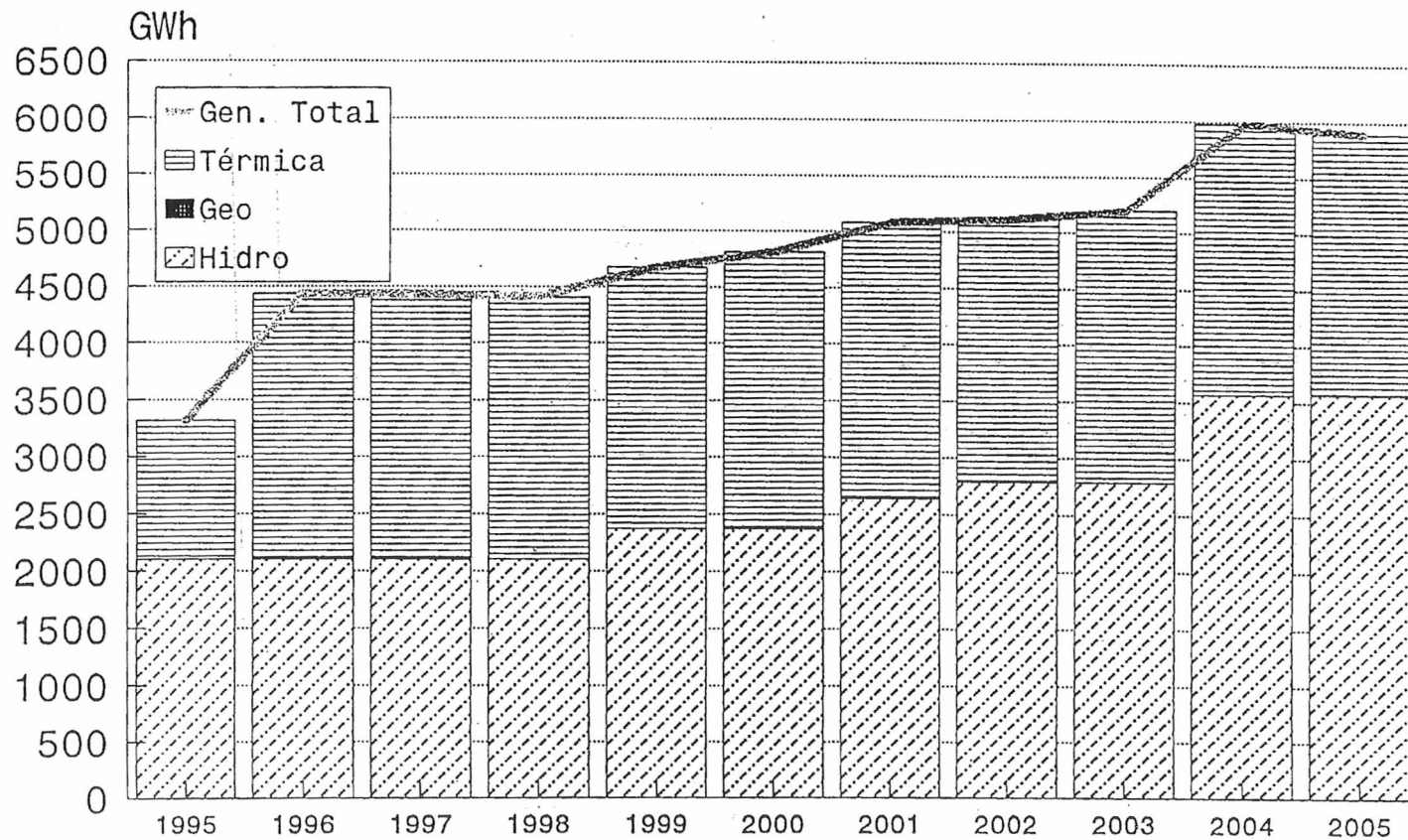
Gráfico 12
PANAMA: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA DE POTENCIA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 13

PANAMA: CUBRIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA (ESCENARIO HIDROLOGICO 80%)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

