

CATALOGADO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.103/Rev.1
(CCE/SC.5/GRIE/XI/1/Rev.1
15 de marzo de 1988

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

ORIGINAL: ESPAÑOL

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

Comité de Cooperación Económica del
Istmo Centroamericano

Subcomité Centroamericano de Electrificación
y Recursos Hidráulicos

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)
Decimoprimer Reunión

San Salvador, El Salvador, 25 y 26 de febrero de 1988

ALGUNOS PLANTEAMIENTOS PARA ORIENTAR EL APOYO INTERNACIONAL AL
SUBSECTOR ELECTRICO DE CENTROAMERICA, EN EL MARCO DEL PLAN
ESPECIAL DE COOPERACION ECONOMICA DE LAS NACIONES UNIDAS

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
1. Antecedentes	3
2. Proyectos inmediatos	4
a) Seguridad del abastecimiento de energía eléctrica 1988-1989	4
b) Cambio de tensión de 138 a 230 kV de la línea de interconexión Honduras-Nicaragua	12
3. Proyectos de mediano y largo plazo. Fortalecimiento institucional y apoyo al CEAC	13
a) Fortalecimiento institucional-apoyo CEAC	13
b) Adición de centrales de mayor envergadura que los proyectos contemplados actualmente en los programas de adición de generación en los países	14
c) Establecimiento de un centro regional de especiali- zación en sistemas eléctricos	14
d) Creación de un laboratorio regional de pruebas eléctricas	15
4. Conclusiones y recomendaciones	15

PRESENTACION

Este documento fue elaborado en la subsele de la CEPAL en México. La primera versión se formuló como documento de trabajo y fue sometida a la consideración de las empresas eléctricas de Centroamérica, durante la misión llevada a cabo en febrero de 1988 por el experto en sistemas eléctricos. Dicha misión tuvo como propósito formular perfiles preliminares de proyectos que podrían recibir apoyo de la comunidad internacional, en el marco del plan especial de cooperación económica para Centroamérica,^{1/} que se viene formulando con la participación conjunta PNUD/CEPAL. Se trata de perfiles de proyecto para coadyuvar a enfrentar los altos costos en la producción de energía eléctrica, motivados primordialmente por las sequías de los últimos dos años, que han obligado a recurrir en mayor medida a la generación con derivados de petróleo.

El documento fue revisado por los profesionales de las empresas eléctricas nacionales y se presentó al Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), durante su Decimoprimer Reunión, celebrada en San Salvador, el 25 y 26 de febrero de 1985.

En el documento se presentan algunas propuestas sobre posibles proyectos a los que se podría orientar cooperación internacional, y se incluyen estimaciones de demanda de energía y carga máxima (potencia) para 1988 y 1989. Las propuestas se organizaron en: a) proyectos inmediatos, y b) proyectos de mediano y largo plazo, entre los que se incluye uno mediante el cual se fortalecería institucionalmente y se daría apoyo al Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). En el documento se incluye información relacionada con la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica para 1988 y 1989; se ofrecen comentarios para algunos proyectos de mediano y largo plazo, y finalmente, se resumen algunas conclusiones y recomendaciones.

^{1/} El plan especial forma parte de las iniciativas para lograr establecer la paz firme y duradera en la región, y tiene como fundamento la Resolución 42/1 aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidas, el 7 de octubre de 1987.

1. Antecedentes

Como resultado de las recientes iniciativas y acuerdos que vienen adoptando los gobernantes de los cinco países de Centroamérica con el fin de lograr la paz firme y duradera en la región, la Asamblea General de las Naciones Unidas otorgó un mandato al Secretario General para promover un plan especial de cooperación económica dirigido a Centroamérica, que coadyuve a fortalecer esas iniciativas y acuerdos. En el marco del plan especial, los gobiernos designaron como uno de los rubros prioritarios para recibir cooperación internacional, al subsector eléctrico en general y, en particular, el de seguridad del abastecimiento de energía eléctrica a corto plazo. El presente documento tuvo el propósito de servir como material para intercambiar impresiones con los personeros de las empresas eléctricas nacionales de Centroamérica, durante la XI Reunión del GRIE, que se realizó el 25 y 26 de febrero de 1988, en San Salvador, República de El Salvador, sobre los problemas en el subsector eléctrico a los cuales debería orientarse la cooperación aludida. El documento es el resultado de una nota de trabajo que se consultó con los personeros de las empresas eléctricas, durante una misión técnica por la región, en febrero de 1988, apoyada conjuntamente por la CEPAL y el PNUD.

Sobre la base del pronunciamiento de los países de asignar prioridad al tema de la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica a corto plazo, la CEPAL y el PNUD consideraron oportuno realizar la citada misión para consultar a los organismos nacionales de electrificación involucrados y cuantificar los recursos necesarios. Una vez definidas las prioridades y cuantificados los requerimientos, se elaboraron perfiles de proyecto para promover la cooperación internacional, a través de la Organización de las Naciones Unidas.

Para facilitar el intercambio de impresiones entre los personeros de las empresas eléctricas de la región, con el fin de coadyuvar al conocimiento mutuo de los sistemas eléctricos, así como para informar a los organismos y países interesados en cooperar con el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano, se incluye información característica y del comportamiento reciente de los sistemas eléctricos.

2. Proyectos inmediatos

Posiblemente el problema más importante y urgente del subsector en la región es el desequilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en cuatro de los cinco países. Dicho desajuste procede de la falta de fuentes de energía eléctrica con costos de producción aceptables para satisfacer la demanda. Ello se debe, parcialmente, al retraso con que entraron en servicio algunos proyectos hidroeléctricos importantes y, en medida muy importante, a los escurrimientos relativamente bajos que se han registrado en los últimos dos años. Esta situación se agrava por el uso intenso al que ha sido necesario someter el parque térmico, hecho que a su vez se refleja en problemas de disponibilidad, mantenimiento y, en algunos casos, en necesidades de su rehabilitación (por ejemplo, en Guatemala y Nicaragua). El desequilibrio entre oferta-demanda y sus razones fundamentales, brevemente bosquejadas, es lo que se identifica como seguridad de abastecimiento de energía eléctrica a corto plazo.

a) Seguridad de abastecimiento de energía eléctrica 1988-1989

Debido a que en el Istmo Centroamericano los sistemas eléctricos se encuentran operando interconectados en dos grupos: Guatemala y El Salvador (bloque norte), y Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (bloque sur), el problema sobre seguridad del abastecimiento de energía eléctrica se analizará separando los dos bloques. No obstante, cabe subrayar que el tema conviene abordarlo en forma regional. La capacidad instalada del Istmo Centroamericano asciende a 3 900 MW, y la demanda máxima no coincidente estimada para 1988 es de 2 522 MW, lo que podría interpretarse como autosuficiencia (véase el cuadro 1). Sin embargo, ello no es así, al menos desde el punto de vista de energía, como se explicará más adelante. (Véase información detallada de las plantas instaladas en los anexos I y II). El enfoque tiene un alcance regional porque se propone mantener como objetivo primario de los proyectos que surjan a raíz de estos planteamientos: el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica de cada nación, sin tener que afectar carga en ningún país, y usando de la manera más eficiente la infraestructura eléctrica de que se dispone en cada uno de los bloques (red de transmisión y capacidad de generación instalada).

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MÁXIMA NETA^{a/} REGISTRADA
Y ESTIMADA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS NACIONALES INTERCONECTADOS
(MW)

	INDE	CEL	ENEE	INE	ICE	IRHE ^{b/}
<u>Capacidad instalada^{c/}</u>	<u>778.0</u>	<u>644.0</u>	<u>545</u>	<u>325</u>	<u>748</u>	<u>837</u>
Hidroeléctrica	486.0	388.0	431	100	678	551
Geotérmica	-	95.0	-	35	-	-
Térmica (búnker)	116.0	161.0	114	175	32	155
Térmica (diesel)	175.0			15	38	131
<u>Demanda máxima^{d/}</u>						
1985	301.6	318.4	220	215	511	424
1986	334.3	339.5	234	221	565	458
1987	375.0	379.8	266	234	612	495
1988	407.0	400.0	276	249	670	520
1989	434.0	415.0	304	260	730	546

a/ La demanda máxima neta es la potencia entregada al sistema, esto es, restando a la generación bruta los servicios propios de las plantas.

b/ Sin incluir el área del Canal.

c/ En los anexos 1 y 2 se presenta el detalle por planta de la capacidad instalada.

d/ Las demandas máximas son registradas (reales) para 1985-1987, y estimada para 1988 y 1989.

i) Bloque norte: Guatemala-El Salvador. Los sistemas eléctricos de Guatemala-El Salvador se encuentran operando interconectados desde septiembre de 1986. Los intercambios de energía han sido --hasta el presente-- reducidos, por la falta de energía económica en ambos países ya que, si bien con la entrada en servicio de la planta hidroeléctrica del Chixoy se incrementó notablemente la producción hidroeléctrica en Guatemala, la demanda --que por diversos factores había estado comprimida-- se elevó bruscamente (véase el cuadro 2).

Pese a que la capacidad de generación instalada en ambos países supera con creces a las necesidades de abastecimiento --desde un punto de vista de potencia, existen serias dificultades para satisfacer la demanda de energía, tanto por la situación del parque térmico como por los bajos almacenamientos de agua en los embalses.

En el caso de Guatemala, las plantas térmicas más eficientes (las de vapor en Escuintla) están seriamente dañadas por el uso intensivo a que fueron sometidas. Se recomienda identificar los requerimientos específicos de asesoría, partes de repuesto, etc., para agilizar su mantenimiento, ya que podrían aprovecharse para generar energía útil para Guatemala y, posiblemente, para concretar transacciones de intercambio con El Salvador.

Entre los perfiles elaborados por el INDE, destacaron --por su alta rentabilidad y su efecto en la producción de energía en el corto plazo-- los siguientes: a) instalación de compuertas radiales en Chixoy, y b) instalación de unidades boca de pozo en los pozos del proyecto geotérmico Zunil.

Otro aspecto puntual que podría abordarse como parte de estas iniciativas es la recuperación de una unidad de la planta hidroeléctrica de Aguacapa (30 MW), que lleva alrededor de tres años fuera de servicio debido a un accidente, y por existir un litigio sobre el seguro para su reparación. El aspecto urgente sería la reparación o rehabilitación de la unidad.

En El Salvador se abordaron --entre los perfiles de proyectos elaborados-- los siguientes aspectos: a) disponibilidad de energía geotérmica y posibles iniciativas para complementar los proyectos en proceso para su incremento. La generación de Ahuachapán presenta un factor de planta anual reducido por problemas en los pozos geotérmicos, y b) al igual que para el caso de Guatemala, se identificaron los requerimientos de mantenimiento del parque térmico y, en particular, los de rehabilitación para la planta

Cuadro 2

BLOQUE NORTE: COMPORTAMIENTO RECIENTE^{a/} EN LA PRODUCCION E INTERCAMBIOS DE ENERGIA ELECTRICA EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE GUATEMALA Y EL SALVADOR

	<u>Generación neta^{b/} (GWh)</u>		<u>Exportación neta^{c/} (GWh)</u>	
	INDE	CEL	INDE	CEL
<u>1985</u>	<u>1 493.2</u>	<u>1 650.5</u>		
Hidroeléctrica	675.2	1 165.8	-	-
Geotérmica	-	379.7	-	-
Búnker	467.5	72.3	-	-
Diesel	350.5	32.7	-	-
<u>1986</u>	<u>1 729.5</u>	<u>1 623.8</u>	<u>87.7</u>	<u>-87.7</u>
Hidroeléctrica	1 715.1	1 226.3	87.7	-87.7
Geotérmica	-	333.7	-	-
Búnker	4.9	32.3	-	-
Diesel	9.5	31.5	-	-
<u>1987</u>	<u>1 866.0</u>	<u>1 832.5</u>	<u>8.8</u>	<u>-8.8</u>
Hidroeléctrica	1 698.3	1 129.0	-	-
Geotérmica	-	398.5	-	-
Búnker	54.3	260.5	-	-
Diesel	113.4	45.7	-	-

a/ Información revisada por las empresas eléctricas, durante la misión realizada en febrero de 1988.

b/ La demanda propia se debe calcular haciendo el balance generación-exportación.

c/ Con signo negativo significa importación.

térmica Miravalle, así como reparaciones de la termoeléctrica Acajutla y de la unidad 3 de la geotérmica Ahuachapán. Como un comentario de índole general, se hace notar que la producción hidroeléctrica durante los últimos cinco años ha sido inferior a la estimada por diseño. La revisión de la energía generable por las plantas hidroeléctricas podría conducir a la necesidad de revisar los planes de adición de generación previstos por El Salvador.

Para evaluar los requerimientos de combustible por causa de la sequía --principal motivo de la citada misión--, se realizaron simulaciones de planificación de la operación con los recursos digitales disponibles respectivamente en el INDE y la CEL. Ante la incertidumbre de las hidraulicidades se optó por evaluar diversos escenarios susceptibles de ocurrir, mismos que se incluyeron como marco de referencia en los perfiles de proyecto correspondientes. En este documento solamente se incluye uno de tales escenarios, en el cuadro 4.

ii) Bloque sur: Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Si bien Panamá no forma parte de estas iniciativas, es importante mencionar que los sistemas eléctricos de los cuatro países se encuentran operando de manera integrada. Por consiguiente, este país debería incluirse en la evaluación de intercambios de energía. Conviene destacar que ya existen convenios de intercambio de energía eléctrica entre los cuatro países, lo que ha permitido que Panamá compre energía eléctrica a Honduras.

Al igual que para el bloque norte, se evaluaron los requerimientos de combustibles para Nicaragua y Costa Rica durante 1988 y 1989, por motivo de la sequía. En este caso, no se analizaron varios escenarios. La base de los estudios fue la energía promedio anual. En el caso de Nicaragua, este enfoque se justifica porque la energía hidroeléctrica representa sólo el 25% de los requerimientos anuales, y porque el Lago de Apaná es de uso múltiple. Ambos factores permiten afirmar que las desviaciones de la energía hidroeléctrica esperada no serán significativas sobre el monto estimado para

los combustibles. Es conveniente mencionar que, al igual que en el bloque norte, la temporada de lluvias de 1987 se suspendió bruscamente en septiembre, quedando los niveles de los embalses por debajo de lo usual.

En el caso del ICE, se tomaron en consideración las estadísticas recientes de la producción de hidroelectricidad; y respecto a El Arenal --que pudiera ser el de mayor impacto sobre las estimaciones-- es un embalse interanual en el que podrían absorberse algunas diferencias para obtener el mismo promedio anual de energía hidroeléctrica, sobre todo si se toma en cuenta que el déficit de energía económica en el ICE prevalecerá cuando menos hasta 1992 (véase el cuadro 4).

Los excedentes de energía hidroeléctrica de Honduras se asignaron sobre la base de las estimaciones de cada país (Nicaragua y Costa Rica). Haría falta revisar las estimaciones sobre este rubro e incluir a Panamá (véanse de nuevo los cuadros 3 y 4).

El otro aspecto al que se le dió relevancia y sobre el cual también presentaron perfiles de proyectos las empresas eléctricas nacionales, fue el de reparaciones y mantenimientos urgentes de las centrales generadoras, así como el del entrenamiento del personal que ejecutaría esos trabajos.

En cuanto a los proyectos de generación previstos a entrar en servicio en el período estudiado (1988-1989), sólo se incluyó el de bombeo Asturias, en Nicaragua, el que agregará 60 GWh anuales de producción hidroeléctrica.

El ICE, por su parte, está estudiando la adquisición de turbinas a gas que quemarían diesel para generar el complemento de energía que requiere.

Cuadro 3

BLOQUE SUR: COMPORTAMIENTO RECIENTE^{a/} EN LA PRODUCCION E INTERCAMBIOS DE ENERGIA ELECTRICA EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE HONDURAS, NICARAGUA, COSTA RICA Y PANAMA

	Generación neta ^{b/} (GWH)				Exportación neta ^{c/} (GWH)			
	ENEE	INE	ICE	IRHE ^{d/}	ENEE	INE	ICE	IRHE ^{e/}
<u>1985</u>	<u>1 345</u>	<u>976</u>	<u>2 510</u>	<u>2 378</u>	<u>127.9</u>	<u>-187</u>	<u>60</u>	<u>-23</u>
Hidroeléctrica	1 299	256	2 499	1 918	127.9	-	-	-
Geotérmica	-	301	-	-	-	-	-	-
Búnker	46	412	11	359	-	-	-	-
Diesel	-	7	-	101	-	-	-	-
<u>1986</u>	<u>1 435</u>	<u>1 141</u>	<u>2 647</u>	<u>2 547</u>	<u>160.6</u>	<u>- 71</u>	<u>-77</u>	<u>-14</u>
Hidroeléctrica	1 431	284	2 641	2 088	-	-	-	-
Geotérmica	-	261	-	-	-	-	-	-
Búnker	1	583	6	371	-	-	-	-
Diesel	-	13	-	88	-	-	-	-
<u>1987</u>	<u>1 753</u>	<u>1 219</u>	<u>3 073</u>	<u>2 700</u>	<u>343.7</u>	<u>- 84</u>	<u>-171</u>	<u>-120</u>
Hidroeléctrica	1 751	393	2 992	2 115	-	-	-	-
Geotérmica	-	234	-	-	-	-	-	-
Búnker	1	574	70	445	-	-	-	-
Diesel	1	18	9	140	-	-	-	-

a/ Información verificada en febrero de 1988 por las empresas eléctricas, exceptuando a la ENEE y al IRHE.

b/ La demanda propia se debe calcular haciendo el balance generación-exportación.

c/ Con signo negativo significa importación.

d/ No se incluye el área del Canal.

e/ Se incluye el intercambio con la Compañía del Canal de Panamá.

Cuadro 4

CENTROAMERICA: NECESIDADES URGENTES DE COMBUSTIBLES PARA EL
ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA DURANTE 1988 Y 1989

	INDE	CEL a/	ENEE b/	INE	ICE
<u>1988</u>					
<u>Demanda estimada (GWh)</u>	<u>2 090</u>	<u>2 019</u>	<u>1 515</u>	<u>1 406</u>	<u>3 536</u>
<u>Generación (GWh)</u>	<u>2 090</u>	<u>2 019</u>	<u>-</u>	<u>1 286</u>	<u>3 369</u>
Hidro	1 800	1 051	-	242	2 974
Geo	-	381	-	233	-
Bunker	71.8	321	-	771	209
Crudo	205.8	-	-	-	-
Diesel	12.4	266	-	40	186
<u>Importación (GWh)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>50</u>	<u>166</u>
<u>Requerimientos de combustible (miles de dólares)</u>	<u>14 898</u>	<u>38 461</u>	<u>-</u>	<u>32 535</u>	<u>19 367</u>
Bunker (miles de Ebl)	<u>162.6</u>	<u>616.2</u>	<u>-</u>	<u>1 600</u>	<u>415</u>
Crudo (miles de Ebl)	<u>434.1</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Diesel (miles de Ebl)	<u>29.6</u>	<u>834.6</u>	<u>-</u>	<u>124.5</u>	<u>513</u>
<u>1989</u>					
<u>Demanda estimada (GWh)</u>	<u>2 207</u>	<u>2 144</u>	<u>1 626</u>	<u>1 475</u>	<u>3 854</u>
<u>Generación (GWh)</u>	<u>2 207</u>	<u>2 144</u>	<u>-</u>	<u>1 344</u>	<u>3 688</u>
Hidro	1 800	921	-	300	3 301
Geo	-	332	-	233	-
Bunker	241.9	510	-	771	204
Crudo	137.3	-	-	-	-
Diesel	27.7	381	-	40	183
<u>Importación (GWh)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>50</u>	<u>166</u>
<u>Requerimientos de combustible (miles de dólares)</u>	<u>20 701</u>	<u>57 334</u>	<u>-</u>	<u>32 535</u>	<u>19 005</u>
Bunker (miles de Ebl)	<u>450.4</u>	<u>978.3</u>	<u>-</u>	<u>1 600</u>	<u>405</u>
Crudo (miles de Ebl)	<u>245.4</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Diesel (miles de Ebl)	<u>66.9</u>	<u>1,212.5</u>	<u>-</u>	<u>124.5</u>	<u>505</u>

a/ En la CEL se supuso año crítico para la hidráulicidad. La energía hidroeléctrica anual promedio de los últimos tres años fue de 1,173 GWh.

b/ La ENEE satisfará toda su demanda de energía en base a hidroelectricidad. Adicionalmente, exportará en 1988 unos 500 GWh a los otros tres países.

b) Cambio de tensión de 138 a 230 kV de la línea de interconexión Honduras-Nicaragua

En el bloque norte no existen problemas en la red de transmisión que impidan aprovechar los recursos de generación a nivel global. Sin embargo, en El Salvador los sabotajes obligan a generar con recursos de mayor costo, y con frecuencia afectan la carga acontecimientos que, sin duda, repercuten en enormes pérdidas económicas que no tienen solución técnica. A medida que se concreten iniciativas de paz, se deberían diseñar proyectos de reconstrucción nacional, a los cuales también se podría orientar la cooperación internacional.

En cambio, en el bloque sur existe un problema de alta prioridad: pasar a operar la línea de interconexión Honduras-Nicaragua, de 138 a 230 kV. Esta circunstancia ha impedido el aprovechamiento cabal y óptimo de los excedentes de energía hidroeléctrica de Honduras. El año pasado se derramaron --en parte debido a esta limitación-- aproximadamente 80 GWh, con un costo cercano a los tres millones de dólares. La línea de interconexión se encuentra operando en 138 kV, por falta de equipo eléctrico terminal en la subestación León, de Nicaragua. Se estima que el costo de ese equipo estándar y nada sofisticado, que hace falta financiar, no excedería de 250 000 dólares.

La red troncal de 230 kV en el bloque sur y en particular las líneas de interconexión, presentan una tasa de salidas por año anormalmente alta. Ello se debe, entre otras causas, a contaminación ambiental, descargas atmosféricas (por aterrizajes no del todo adecuados) y esquemas de protecciones. Se podría mejorar el funcionamiento de la red de transmisión de 230 kV del Istmo, estableciendo procedimientos y programas de entrenamiento regionales sobre operación y mantenimiento de líneas de transmisión. Este tema no se incluyó en los perfiles elaborados; se propone sea un acuerdo de la XI Reunión del GRIE. Las actividades técnicas de índole regional, como la aquí bosquejada, constituirían una tarea fundamental de los grupos técnicos que se integren bajo la responsabilidad del CEAC, una vez que quede formalizado este organismo.

Existen otros problemas de transmisión-transformación pero, en general, se pueden clasificar como de mediano y largo plazo, por lo que no se abordan en esta sección.

3. Proyectos de mediano y largo plazo

a) Fortalecimiento institucional-apoyo al CEAC

Se considera de primordial importancia que exista en los países una contraparte debidamente establecida y organizada, para que la cooperación económica internacional al sector eléctrico se aproveche cabalmente, se oriente a los renglones prioritarios de cada país y complemente adecuadamente las iniciativas nacionales en proceso, por lo que se propone incluir en el Plan Especial el apoyo a la formalización, establecimiento y organización del CEAC. Dicho apoyo podría concretarse mediante un proyecto de fortalecimiento institucional que incluyera: a) la intensificación de las acciones para lograr la ratificación legislativa en los países que aún no lo han hecho; b) cooperación para la infraestructura organizativa del CEAC; c) cooperación para el establecimiento físico-formal del CEAC (instalaciones, biblioteca, computadoras y otros); d) promoción de grupos técnicos regionales que formarían parte del CEAC, etc.

El acta constitutiva del CEAC ha sido ratificada por los gobiernos de Honduras, Nicaragua y Panamá, y está por ser ratificada por El Salvador. Existe una iniciativa aprobada por las seis empresas eléctricas nacionales, para que una comisión, integrada por representantes de los tres países que ya han ratificado el acta, visite a los otros tres para promover la ratificación de aquélla en las asambleas legislativas correspondientes, y se pueda así establecer formalmente el CEAC.

Cabe señalar que la integración formal del CEAC facilitaría la realización de los dos proyectos regionales: a) el PARSEICA-OE, cuyos trámites de financiamiento se encuentran muy avanzados con el BID, y cuya ejecución se iniciaría en el presente año, y b) los refuerzos a la red de interconexión regional, cuyos estudios ya cuentan con financiamiento del gobierno de España, por intermedio de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA).

Entre los proyectos de alcance regional, cuya gestión quedaría a cargo del CEAC, se pueden mencionar los siguientes: adición de centrales de mayor envergadura que los contemplados actualmente en los programas de adición de generación en los países; establecimiento de un centro regional de especialización en sistemas eléctricos, y creación de un laboratorio regional de pruebas eléctricas.

b) Adición de centrales de mayor envergadura que los proyectos contemplados actualmente en los programas de adición de generación en los países.

Se considera conveniente, por economías de escala y por existir proyectos ya identificados, la instalación de centrales hidroeléctricas más grandes que los proyectos actualmente previstos en los países, y que resultarían, por lo tanto, más económicas. Entre tales proyectos de inversión conjunta se pueden mencionar, entre otros, los siguientes: a) el proyecto binacional entre Honduras y El Salvador, referente a la planta hidroeléctrica "El Tigre"; b) el proyecto hidroeléctrico "Boruca", en Costa Rica, y c) el proyecto hidroeléctrico "Copalar", en Nicaragua. La construcción de dichas centrales se ha pospuesto --al menos para el período hasta el año 2000--, debido a su gran tamaño, en comparación con la demanda nacional. Por otra parte, cabe mencionar que para el futuro inmediato se prevén déficit de energía eléctrica económica (hidro y geo) en cinco de los seis países, lo que obligará a incrementar la importación de hidrocarburos.

Se propone abordar este tema en las reuniones regionales de las autoridades de las empresas eléctricas nacionales de América Central y acordar, en su caso, el inicio de estudios conceptuales y técnico-económicos sobre el tema.

c) Establecimiento de un centro regional de especialización en sistemas eléctricos.

La escasez de recursos humanos en las áreas de ingeniería de operación y planificación de sistemas eléctricos es muy diversa en la región. Anteriormente, se acostumbraba enviar al extranjero a ingenieros nacionales a especializarse en estos campos. Sin embargo, debido a la crisis económica, esto resulta actualmente muy costoso, por lo que se empieza a percibir una competencia interna (empresas privadas-organismos nacionales) y una movilidad cada vez mayor de los recursos humanos calificados. Los países con mayores problemas son Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala. Por esta razón, convendría establecer en el área un centro regional de especialización en sistemas eléctricos.

d) Creación de un laboratorio regional de pruebas eléctricas.

Actualmente, las pruebas eléctricas se contratan con los fabricantes o consultores externos a la región, lo que representa fuga de divisas y, en algunos casos, poca o ninguna transferencia de conocimientos y tecnología para los países. El establecimiento de un laboratorio regional de pruebas permitiría llevar a cabo, entre otros, trabajos relativos a: i) recepción de equipo; ii) pruebas de comportamiento, y iii) control de calidad.

4. Conclusiones y recomendaciones

Durante los últimos tres años, las aportaciones hidráulicas a las cuencas donde existen plantas hidroeléctricas en Centroamérica, han estado por debajo de los valores medios esperados. Ello ha obligado a usar intensamente el parque térmico disponible. Asimismo, algunos proyectos hidroeléctricos importantes sufrieron algunos retrasos o fallas durante su puesta en servicio (por ejemplo Chixoy, de Guatemala), lo que también obligó a forzar el uso del parque térmico. Por otra parte, las tasas de crecimiento del consumo durante dichos años han estado, en general, por encima de los valores esperados. Finalmente, los proyectos de mayor envergadura han incidido notablemente en el endeudamiento externo, tanto del subsector eléctrico como de la economía nacional. La deuda del subsector eléctrico representa un alto porcentaje de la deuda externa en los países. Esto ha obligado a dosificar cuidadosamente las adiciones de generación, lo que a su vez ha conducido a márgenes de reserva de energía pequeños para afrontar las incertidumbres normalmente presentes en la planificación de los sistemas eléctricos, así como para hacer frente a las hidraulicidades bajas, como las registradas en los últimos años. Los factores anteriores, combinados, han originado incluso que en algunos países haya sido necesario restringir el suministro de energía eléctrica, con los consiguientes daños a la economía nacional que ello significa.

Con el propósito de procurar ayuda a los países para afrontar a corto plazo (1988-1989) la problemática brevemente descrita en el párrafo anterior se han evaluado --en consulta con los organismos nacionales de electrificación de Centroamérica-- los requerimientos de combustible. Para ello, se utilizaron datos realistas respecto del crecimiento esperado, las hidraulicidades y la disponibilidad de las plantas térmicas. En el cuadro 4 se presenta una síntesis de los requerimientos de combustible por país; dicho

cuadro surgió de la evaluación particular para cada país, misma que se describe en los perfiles nacionales correspondientes. Como se observa en este cuadro, actualmente sólo Honduras cuenta con excedentes de energía hidroeléctrica y se estima, suponiendo una hidráulicidad promedio, que este país podrá suplir sus requerimientos de energía con base en generación 100% hidroeléctrica hasta 1991.

Por otra parte, es importante mencionar que no existen previstos proyectos de generación de capacidad significativa en ninguno de los cinco países de Centroamérica, por lo que la problemática expuesta no es coyuntural ni pasajera sino que subsistirá al menos hasta 1995, pudiendo persistir para después de ese año, si no se decide a corto plazo la construcción de plantas de mayor tamaño. Por los bajos niveles existentes en los embalses, se prevé la utilización intensa del parque térmico para generar la energía complementaria --a la de origen hidro y geo-- requerida, el que se encuentra muy deteriorado por el uso intenso al que se le sometió, según se comentó anteriormente. Resulta entonces urgente efectuar reparaciones y mantenimientos, consiguiendo para ello partes de repuesto, cooperación técnica, herramientas, materiales y equipo para ejecutar los trabajos.

En Guatemala y Nicaragua se han elaborado proyectos de rehabilitación para las plantas térmicas. Sin embargo, éstos --de suma prioridad para los países-- darán fruto en el mediano plazo, por lo que se requiere atender de inmediato reparaciones urgentes que, en la mayoría de las situaciones, no ha sido posible realizar por falta de partes de repuesto, generalmente importadas. Dentro de esta categoría se identifican los proyectos con la participación directa de los organismos nacionales de electrificación de Centroamérica.

La interconexión entre Honduras y Nicaragua fue puesta en servicio en 1985. Se trata de una línea de 230 kV que se ha venido operando provisionalmente a 138 kV, con un límite de transmisión entre 50 y 60 MW. Actualmente, los excedentes de energía en Honduras son del orden de 400 a 600 GWh anuales, en función de la hidráulicidad que se presente. El límite tan reducido de transmisión del interconector, obliga a operarlo saturado las 24 horas, lo que impide el mejor aprovechamiento económico de los excedentes, al no poderse desplazar generación de mayor costo a las horas de carga alta. Existe incluso el riesgo de derramar agua en los embalses de Honduras:

El Cajón y el Lago de Yojoa. Adicionalmente, dicha operación provoca serios riesgos y problemas técnicos (de inestabilidad y de regulación de voltaje).

Para cambiar de tensión (de 138 a 230 kV) la línea de interconexión entre las subestaciones de Pavana (Honduras) y León (Nicaragua), sólo se requiere equipo eléctrico en Nicaragua, por un costo total del orden de los 500,000 dólares. Hace falta financiamiento únicamente por 250,000 dólares; se preparó un perfil de proyecto para presentar este tema.

En el subsector eléctrico es muy recomendable orientar cooperación para el fortalecimiento de instituciones. Entre ellas, cabe destacar la integración formal del CEAC, organismo que por ser regional significaría una contraparte muy representativa para definir y abordar proyectos eléctricos regionales y multinacionales.

Entre los proyectos regionales conviene mencionar, en primera instancia, dos que están en tramitación: a) el Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA-OE), cuya negociación de financiamiento no reembolsable con el BID, por un monto de más de dos millones de dólares, se encuentra en etapa avanzada, y b) los estudios para el reforzamiento de la red de transmisión eléctrica regional, que ya cuentan con financiamiento del Gobierno de España, por un monto aproximado de un millón de dólares.

El establecimiento formal del CEAC facilitaría la constitución de comités en grupos de trabajo para atender aspectos técnicos prioritarios, por ejemplo: a) procedimientos y organización para el mantenimiento de plantas y redes de transmisión; b) estabilidad y ajustes de los subsistemas de control de voltaje y velocidad; c) protecciones; d) estudios de las interconexiones, etc.

Asimismo, al constituirse formalmente el CEAC, se podrían abordar con mayor facilidad estudios sobre proyectos binacionales, por ejemplo la interconexión El Salvador-Honduras y la planta hidroeléctrica El Tigre, también entre ambos países. Asimismo, estudios de proyectos de inversión compartida, que redundarían en seguridad para satisfacer la energía futura a menores costos de producción, por economías de escala; entre estos últimos, se pueden mencionar los proyectos hidroeléctricos: a) Boruca en Costa Rica; b) Copalar en Nicaragua; c) Changuinola en Panamá, etc.

Finalmente, pero no menos importante, se podrían definir y realizar iniciativas para establecer instituciones regionales de apoyo técnico y profesional, por ejemplo: a) un laboratorio de pruebas eléctricas, y b) un centro de especialización en ingeniería de sistemas eléctricos.

Anexo I

ISTMO CENTROAMERICANO: CENTRALES GENERADORAS Y CAPACIDAD
 INSTALADA POR EMPRESA ELECTRICA NACIONAL A 1987

	<u>Capacidad instalada</u>		<u>Disponible en 1988 (MW)</u>	<u>Combustible</u>	
	<u>MW</u>	<u>Porcentajes</u>		<u>Tipo</u>	<u>KWh/galón</u>
GUATEMALA (INDE)	<u>778.4</u>	<u>100.00</u>	<u>581.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>	<u>486.0</u>	<u>62.40</u>	<u>427.0</u>		
Chixoy (5X60)	300.0		280.0		
Aguacapa (3X30)	90.0		60.0		
Jurún Marinalá (3X20)	60.0		60.0		
Esclavos (2X6.5)	13.0		13.0		
Menores	23.0		14.0		
<u>Térmicas (vapor)</u>	<u>116.0</u>	<u>14.90</u>	<u>30.0</u>		
Escuintla (1X30+1X42)	83.0		0.0	Bunker	9 y 12.4
Laguna (2X3.5+2X13)	33.0		30.0		
<u>Turbinas y combustión interna</u>	<u>176.5</u>	<u>22.70</u>	<u>124.0</u>		
Escuintla (2X12.5+2X25+1X42)	117.0		82.0	Diesel	9.00
Laguna (1X12.5+2X23.5)	59.5		42.0	Diesel	
EL SALVADOR (CEL)	<u>650.9</u>	<u>100.00</u>	<u>510.7</u>		
<u>Hidráulicas</u>	<u>388.5</u>	<u>59.69</u>	<u>381.6</u>		
Guajoyo (1X15)	15.0		15.0		
Cerrón Grande (2X67.5)	135.0		135.0		
5 de Noviembre (4X15+1X21.9)	81.9		75.0		
15 de Septiembre (2X78.3)	156.6		156.6		
<u>Geotérmicas</u>	<u>95.0</u>	<u>14.60</u>	<u>51.1</u>		
Ahuachapan (2X30+1X35)	95.0		51.1		
<u>Térmicas</u>	<u>63.0</u>	<u>9.80</u>			
Acajutla (1X30+1X33+1X6.6)	69.6		30.0	Búnker	11.70
<u>Turbinas y combustión interna</u>	<u>97.8</u>	<u>15.02</u>	<u>48.0</u>		
Soyapango (2X16.7+1X20.5)	53.9		28.0	Diesel	7.75
San Miguel	25.3		20.0	Diesel	7.69
Miravalles (3X6.2)	18.6			Bunker	15.69
HONDURAS (ENEE)	<u>544.6</u>	<u>100.00</u>			
<u>Hidráulica</u>	<u>431.0</u>	<u>79.14</u>			
Cajón (4X75)	300.0				
Cañaveral (2X14.25)	28.5				
Río Lindo (4X20)	80.0				
Nispero (1X22.5)	22.5				
<u>Térmica</u>	<u>85.0</u>	<u>15.60</u>			
Ceiba (4X5)	20.0				
Térmica Alsthom (4X7.5)	30.0				
Térmica Sulzer (4X7.5)	30.0				
Santa Fe (2X2.5)	5.0				
<u>Gas</u>	<u>28.6</u>	<u>5.26</u>			
La Puerta (1X15)	15.0				
Miraflores (1X13.6)	13.6				

Anexo I (continuación)

	<u>Capacidad instalada</u>		Disponibles en 1988 (MW)	<u>Combustible</u>	
	MW	Porcentajes		Tipo	KWh/galón
NICARAGUA (INE)	<u>325.0</u>	<u>100.00</u>			
<u>Hidráulica</u>	<u>100.0</u>	<u>79.14</u>			
Centroamérica (2X25)	50.0				
Carlos Fonseca (2X25)	50.0				
<u>Geotérmica</u>	<u>35.0</u>	<u>10.77</u>			
Patricio Argüello (1X35)	35.0				
<u>Térmica</u>	<u>175.0</u>	<u>53.85</u>			
Nicaragua (2X50)	100.0			Bunker	12.6
Managua (2X15+1X45)	75.0			Bunker	9.8 y 13.3
<u>Gas</u>	<u>15.0</u>	<u>4.61</u>			
Germán Pomares (1X15)	15.0			Diesel	7.6
COSTA RICA (ICE)	<u>748.2</u>	<u>100.00</u>	<u>748.2</u>		
<u>Hidráulica</u>	<u>678.2</u>	<u>90.50</u>	<u>678.2</u>		
Arenal (3X52.5)	157.4		157.4		
Corobici (3X58)	174.0		174.0		
Cachí (2X32+1X36.8)	100.8		100.8		
Río Macho (2X15+3X30)	120.0		120.0		
Garita ^B (2X15+2X48)	126.0		126.0		
<u>Térmicas y Gas</u>	<u>70.0</u>	<u>9.50</u>	<u>70.0</u>		
San Antonio-Vapor (2)	10.0		10.0	Búnker	
Colima (6)	12.0		12.0	Diesel	
San Antonio-gas (1)	18.0		18.0	Diesel	
Barranca (1)	18.0		18.0	Diesel	
Mofn (4)	12.0		12.0	Búnker	
PANAMA (IRHE)	<u>836.8</u>	<u>100.00</u>	<u>770.0</u>		
<u>Hidráulicas</u>	<u>551.0</u>	<u>65.85</u>	<u>551.0</u>		
Fortuna (3X100)	300.0		300.0		
Bayano (2X75)	150.0		150.0		
Estrella (2X21)	42.0		42.0		
Los Valles (2X24)	48.0		48.0		
Menores	11.0		11.0		
<u>Térmicas vapor</u>	<u>155.0</u>	<u>18.52</u>	<u>116.0</u>		
Bahía Las Minas (1X24+3X40)	144.0		105.0		
San Francisco U3 (1X11)	11.0		11.0		
<u>Térmicas gas</u>	<u>130.8</u>	<u>15.63</u>	<u>103.0</u>		
Subestación Panamá (2X21.4)	42.8		36.0		
Pielstick (4X7)	28.0		21.0		
San Francisco (1X12)	12.0		11.0		
Bahía Las Minas U5	5.0		5.0		
Menores diesel	43.0		30.0		

a/ Se incluye el proyecto Ventanas-Garita de 96 MW que fué puesto en servicio en 1987.

Anexo II

ISTMO CENTROAMERICANO: CARACTERISTICAS BASICAS DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS
HIDROELECTRICOS EXISTENTES A 1988

Proyectos hidroeléctricos/país	Tipo de regulación	Capacidad (MW)	Turbina	Generación en GWh		Energía almacenable (GWh)
				Año medio	Año seco	
<u>Guatemala</u>		<u>463.0</u>		<u>1 970</u>	<u>1 500</u>	<u>500</u>
Chixoy	Anual	300.0	Pelton	1 450	1 100	450 ^{a/}
Aguacapa	Diaria	90.0	Pelton	320	240	-
Jurún Marinalá	Anual	60.0	Pelton	150	120	50
Esclavos	Filo de agua	13.0	Francis	50	40	-
<u>El Salvador</u>		<u>388.0</u>		<u>1 565</u>		<u>220</u>
Guajoyo ^{b/}	Anual	15.0	Francis	50	-	40
Cerrón Grande ^{b/}	Anual	135.0	Francis	475	-	180
5 de Noviembre ^{b/}	Filo de agua	81.4	Francis	500	-	-
15 de Septiembre ^{b/}	Filo de agua	156.6	Kaplan	540	-	-
<u>Honduras</u>		<u>431.0</u>		<u>2 268</u>	<u>1 370</u>	<u>2 350</u>
El Cajón ^{b/}	Interanual	300.0	Francis	1 477	910	1 607
Río Lindo ^{b/}	Diaria	80.0	Pelton	529	310	541
Cañaverál ^{b/}	Anual	28.5	Francis	191	105	202
Níspero	Diaria	22.5	Francis	71	45	-
<u>Nicaragua</u>		<u>100.0</u>		<u>397</u>	<u>300</u>	<u>317</u>
Centroamérica ^{b/}	Anual	50.0	Francis	202	164	180
Carlos Fonseca ^{b/}	Anual	50.0	Francis	195	136	137
<u>Costa Rica</u>						
Cachí ^{b/}	Estacional	100.8	Francis	685	468	25
Río Macho ^{b/}	Filo de agua	120.0	Pelton	518	332	-
Ventanas-Garita	Filo de agua	126.0	Francis			
Arenal ^{b/}	Interanual	157.4	Francis	616	616	783
Corobicí ^{b/}	Filo de agua	174.0	Francis	664	656	829
<u>Panamá</u>		<u>540.0</u>		<u>2 357</u>	<u>1 804</u>	<u>864</u>
Estrella ^{b/}	Filo de agua	42.0	Francis	237	173	-
Los Valles ^{b/}	Filo de agua	48.0	Francis	273	215	-
Fortuna	Anual	300.0	Pelton	1 242	1 071	302
Bayano	Anual	150.0	Francis	605	345	562

^{a/} Valor estimado.

^{b/} Plantas en cascada.

^{c/} Actualmente, prácticamente es filo de agua. Existe el proyecto de aumentar el embalse en 1989, elevando la presa. La energía almacenable que se reporta es considerando dicho aumento.