NACIONES UNIDAS

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL

LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/V/2
Octubre de 1978

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS
Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)

Quinta Reunión
(Guatemala, Guatemala, 17 al 19 de octubre de 1978)

ESTUDIO SOBRE INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

Nota de la Secretaría

78-10-621-70

INDICE

PRESENTACION

La subsede en México de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), en su carácter de secretaría del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica, presenta mediante este documento un resumen del avance logrado en el estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano hasta fines de septiembre de 1978. Adicionalmente, se hacen planteamientos generales sobre la cooperación regional para el fortalecimiento del subsector eléctrico.

Esta nota de la secretaría pretende someter a la consideración del Grupo Regional durante su quinta reunión ordinaria, para discusión y eventual aprobación, los resultados de las investigaciones de base, así como los criterios adoptados para poder proseguir con las fases posteriores del estudio. De igual manera se espera recibir comentarios y recomendaciones sobre los planteamientos generales antes mencionados.

/I. ANTECEDENTES

I. ANTECEDENTES

El Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE) es un organismo subsidiario del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano (CCE), creado con el propósito de promover la integración de los sistemas eléctricos de la región. La subsede en México de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) provee las facilidades de secretaría y apoyo técnico que requiere el GRIE para sus deliberaciones y funcionamiento.

A partir de 1968, el Grupo Regional comenzó considerando los diversos planteamientos que le ha hecho su secretaría en relación con la factibilidad de interconectar los sistemas eléctricos de pares o grupos más amplios de países. Además ha celebrado diversas reuniones de trabajo para analizar posibles interconexiones bilaterales y algunas iniciativas para lograr una integración regional del sector eléctrico.

Durante la segunda reunión del Grupo Regional, llevada a cabo en abril de 1975 en la ciudad de San José, Costa Rica,[1/] se aprobaron los términos de referencia para la realización de un estudio regional de largo plazo sobre la interconexión eléctrica. Los resultados de una primera fase de este estudio fueron analizados durante la cuarta reunión del GRIE, que tuvo lugar en febrero de 1977 en la ciudad de Panamá.[2/] En la misma reunión los países solicitaron a la CEPAL que iniciase una segunda fase del estudio en el que se analizase el tema con mayor profundidad, y le encargó gestionar ante la comunidad financiera internacional todo el apoyo que fuese necesario.

La segunda fase de este estudio ha venido desarrollándose exitosamente a partir de esa fecha, habiéndose contado para ello con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

1/ Informe de la segunda reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) (E/CEPAL/CCE/SC.5/105; CCE/SC.5/GRIE/II/4/Rev.1).
2/ Informe de la cuarta reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) (E/CEPAL/CCE/SC.5/119; CCE/SC.5/GRIE/IV/11/Rev.1).

/Por el

Por el lado de las acciones concretas de interconexión cabe señalar que desde 1976 se han producido intercambios de energía y potencia entre Honduras y Nicaragua. Además, se ha firmado un convenio y se ha obtenido el financiamiento para concretar la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua, faltando aún la ratificación legislativa al convenio por parte de uno de los países. De otra parte, Guatemala y El Salvador han completado un estudio de factibilidad para interconectar sus sistemas, y se han iniciado conversaciones entre Honduras y Guatemala para cristalizar una iniciativa similar. Por otro lado, Panamá y Costa Rica han manifestado su especial interés en analizar las posibilidades de integrar sus sistemas.

Finalmente, los países de la región están estudiando una propuesta para crear un ente regional que tenga a su cargo la promoción del desarrollo integrado de la electricidad.

II. LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS DESDE LA CUARTA REUNION[1]

A partir de la cuarta reunión del Grupo Regional se han logrado avances de importancia en la ejecución del estudio de interconexión eléctrica, especialmente en lo referente a la organización de los trabajos, la obtención de recursos técnicos y financieros adicionales, la adopción y puesta en marcha de la metodología seleccionada y la realización de las investigaciones y estudios de base.

Dichas actividades —que se describen en seguida— corresponderían a una primera etapa del estudio, faltando por realizar aún las correspondientes a la definición de los programas alternos de adición de centrales generadoras y al diseño de las líneas de transmisión.

1. La organización del trabajo

a) Gestiones de apoyo técnicofinanciero

Se realizaron tres reuniones interagenciales con participación de representantes del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y de la propia CEPAL.[2]

Como resultado de dichas reuniones y de gestiones diversas realizadas directamente por la CEPAL, se alcanzaron los siguientes acuerdos:

i) El BID proverá financiamiento, por un total de 579 000 dólares, para la contratación de consultores que realizarían estudios sobre: proyecciones de demanda, costos de desarrollos hidroeléctricos, características y costos de centrales térmicas, sistemas de transmisión y despacho de carga y modelos matemáticos de planificación eléctrica.

1/ Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Informes de avance números 1, 2 y 3 (SRNE/77/7), (SRNE/77/10) y (CEPAL/MEX/SRNET/78/1). Informes de avance correspondientes al período enero-junio y julio-septiembre de 1978 (CEPAL/MEX/SRNET/78/4) y (CEPAL/MEX/SRNET/78/5).

2/ Estas tuvieron lugar en Washington, D.C. (abril de 1977), Tegucigalpa (junio de 1977) y en San Salvador (febrero de 1978).

/ii) El

ii) El PNUD financiaría el coordinador técnico hasta el final del estudio programado; el apoyo técnico del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) para las modificaciones y la implementación del modelo WASP; un estudio sobre el potencial geotérmico que sería realizado por el Centro de Recursos Naturales, Energía y Transporte (CRNET) de la Secretaría de las Naciones Unidas, y la asignación por el período del proyecto de un minicomputador para procesos sencillos. Esta contribución del PNUD tendría un valor estimado de unos 176 000 dólares durante los años 1978-1979;

iii) Los fondos remanentes de la contribución inicial del BCIE --estimados en 40 000 dólares-- serían asignados para cubrir gastos generales de apoyo, tales como aquellos relacionados con computación electrónica,viajes y reproducción de informes;

iv) La CEPAL por su parte asignaría recursos propios por un total estimado en 149 400 dólares para proveer la dirección y coordinación general del proyecto y dar apoyo técnico y administrativo complementario para el período 1978-1979.

Con el apoyo del coordinador técnico del PNUD y del experto en modelos matemáticos que provee el BID, la CEPAL --además de la dirección general del estudio y con la colaboración de las demás agencias y consultores-- tendría a su cargo la realización de los siguientes estudios: definición de las características hidrológicas y técnicas de los desarrollos hidroeléctricos; definición del programa de adiciones de generación; simulación de la operación de los sistemas; estimación de las transferencias de energía entre países; evaluación economicofinanciera de las interconexiones propuestas y elaboración del informe final.

Con el propósito de lograr un armonioso y eficiente desarrollo del estudio, la CEPAL gestionó la colaboración de la OIEA y el CRNET, ya citada, así como la de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENDESA) de Chile. Además, en colaboración con el BCIE seleccionó a la firma consultora Montreal Engineering Company (MONENCO) para realizar una parte de los estudios que financiaría el BID.

/b) Convenios

b) Convenios concretados

Para formalizar las relaciones interagenciales y las contribuciones y aportes financieros de las entidades antes citadas, se celebraron los acuerdos que se describen en seguida:

i) Convenio BID/BCIE de Cooperación Técnica No Reembolsable, mediante el cual el BCIE se compromete a administrar los fondos asignados por el primero al estudio. (Octubre de 1977);

ii) Contrato BCIE/MONENCO para la realización de estudios específicos, con cargo a la aportación del BID y por valor de hasta 503 144 dólares (febrero de 1978);

iii) Contrato BCIE/ENDESA para la asignación de un experto en modelos matemáticos para planificación eléctrica, por un período máximo de 15 meses y por valor de 65 000 dólares (febrero de 1978);

iv) Acuerdos entre el PNUD y la CEPAL, mediante los cuales el primero asigna a la segunda --a través del proyecto RLA/76/012 denominado Programa Energético Centroamericano-- los fondos antes citados;

v) Convenio BCIE/CEPAL para establecer un modus operandi para la utilización de los fondos aportados por el primero y aquellas contribuciones de la segunda, incluyendo los recursos del BID y del PNUD que son canalizados por las partes contratantes. (enero de 1978);

vi) Resoluciones 13 a 15 (IV/GRIE) del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica mediante las cuales los países, por un lado, designan a la CEPAL como agencia ejecutora del estudio y le encargan la obtención de los recursos necesarios y por el otro, se obliga a suministrar oportuna y eficientemente la información básica y los comentarios y revisiones de los informes de avance sobre el estudio (febrero de 1977).

c) Integración de los recursos

Los recursos financieros y técnicos --que llegan a un monto de 944 400 dólares-- para la realización del estudio, fueron organizados de la siguiente manera:

/i) La

i) La sede del proyecto se ubicó en las oficinas de la CEPAL en México. Otras agencias especializadas (OIEA, CRNET) realizan sus trabajos desde sus respectivas oficinas matrices. El contratista principal --Montreal Engineering Company-- realiza la mayor parte de su trabajo en el Canadá, con viajes a México y a la región, de acuerdo con las necesidades.

ii) Se integró un núcleo básico de personal con sede en la CEPAL/México. Está formado por un supervisor y coordinador general provisto por la CEPAL, un coordinador técnico del estudio financiado por el PNUD; un experto en modelos matemáticos de la ENDESA, con cargo al convenio BID/BCIE, y dos ingenieros de la CEPAL, con experiencia en planificación y en computación. La CEPAL provee además las facilidades de oficina, secretaría y comunicaciones que requiere el grupo;

iii) La CEPAL administra además los fondos del PNUD, en su calidad de agencia ejecutora asociada del proyecto RLA/76/012; el BCIE hace lo propio con los fondos asignados por el BID. Existe una estrecha vinculación entre el BCIE y la CEPAL para coordinar la ejecución --técnica y financiera-- del estudio.

2. Desarrollo de la metodología seleccionada

La metodología que se ha seleccionado para realizar el estudio supone la utilización de dos modelos principales. En primer lugar se hace uso del Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) para escoger los proyectos más económicos en el largo plazo. En segundo, se utiliza el modelo WASP para definir las fechas de entrada en operación de cada central y para simular la operación de los sistemas considerados.

Las actividades relacionadas con cada modelo, realizadas desde la cuarta reunión del GRIE se describen a continuación:

/a) Modificaciones

a) Modificaciones al modelo WASP

El modelo WASP se diseñó originalmente para analizar sistemas eléctricos en los que la generación termoeléctrica es preponderante. En el caso de Centroamérica, donde la participación hidroeléctrica en la generación total es de consideración, fue necesario introducir algunas modificaciones para poder utilizarlo.

Estas modificaciones --realizadas en Viena por expertos del OIEA y del núcleo básico del estudio-- permitieron elaborar una nueva versión del modelo, que se ha denominado WASP-3.[3/] Este nuevo modelo acusa las siguientes características:

i) Representa las centrales hidroeléctricas con base en sus características individuales, divididas en dos categorías, conforme a la capacidad de regulación;

ii) Efectúa la operación detallada de cada grupo de centrales, generadoras hidráulicas y de cada unidad térmica y produce un listado detallado de las mismos, señalando la potencia y la energía colocable tanto en punta como en base;

iii) Incluye, en el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga, aquellas situaciones críticas de falta de energía hidroeléctrica durante años secos;

iv) Introduce la posibilidad de considerar el valor de la energía no servida dentro de la función de costo por minimizar, como una opción adicional.

b) Otras acciones realizadas

Se llevaron a cabo estudios encaminados a definir los criterios de aplicación del Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI).

3/ Véase el documento Modificaciones introducidas al modelo WASP para su utilización en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/V/5).

/Entre ellos

Entre ellos cabe señalar que el período del estudio que cubre desde 1984 hasta fin de siglo se subdividió en cuatro etapas que concluirán en los años 1986, 1989, 1994 y 1999. Además, al regionalizar el sistema para el estudio se decidió considerar a cada país como un solo nodo, tanto en el caso de desarrollo independiente como para las varias alternativas de interconexión. En el caso de la representación de las demandas de potencia y generación se emplearán períodos trimestrales referidos a un año hidrológico típico, deduciéndose de las mismas los aportes de aquellas centrales que ya existiesen al inicio del estudio.

En lo que hace a las nuevas adiciones de generación, los proyectos hidroeléctricos serían representados por sus costos de inversión; las energías producibles --bajo condiciones hidrológicas media y crítica-- como una función de las alternativas de potencia instalada. En el caso de los proyectos termoeléctricos, tanto la capacidad por instalar como la energía por generar serían variables del modelo. En cuanto a los criterios de seguridad se decidió utilizar un 15% de reserva de potencia y el suministro de energía en condiciones hidrológicas críticas del 95%.

Finalmente, para los análisis económicos se decidió utilizar una tasa de actualización del 12% y precios constantes de 1977, salvo en lo que se refiere a combustible para los que se supuso una duplicación de los precios en los próximos 20 años.

3. Información básica obtenida[4/]

a) Proyecciones de la demanda

Este estudio fue encargado a la firma Montreal Engineering Company (MONENCO). Se realizó con objeto de lograr estimaciones de los mercados eléctricos sobre bases similares y enfoques comunes, pero teniendo en cuenta las características propias de cada país.

4/ Véase el documento Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Informaciones básicas para los estudios de desarrollo a largo plazo y de operación simulada (CCE/SC.5/GRIE/V/6).

/Al respecto

Al respecto, se verificaron y extendieron hasta finales del siglo las proyecciones existentes considerando las tasas de crecimiento de población y urbanización calculadas por el Centro Latinoamericano de Demografía, así como las perspectivas de desarrollo económico de cada país estimadas por la propia CEPAL. Las demandas fueron agrupadas en unos 60 centros regionales de carga y se determinaron las variaciones mensuales de cada uno.

Finalmente la CEPAL, mediante un programa de computación, elaboró las curvas de duración de la demanda con base en las cargas horarias correspondientes a 1977.[5/]

b) Características técnicas de los proyectos hidroeléctricos

En primer lugar se definieron las características técnicas de las centrales existentes y previstas para 1983, incluyendo sus condiciones de operación.

Para las adiciones a tratarse en el estudio, que puede considerarse uno de los temas más complejos e importantes, se seleccionaron más de 60 proyectos hidroeléctricos que podrían constituir la oferta principal de electricidad en la región hasta finales del presente siglo. Tomando como base los estudios más recientes disponibles en cada país en materia de inventario y evaluación de recursos hidroeléctricos, se clasificaron los proyectos identificados según los niveles de avance de las investigaciones realizadas. Se contó con 2 proyectos al nivel de factibilidad, con 19 estudios de prefactibilidad y con 42 estudios de evaluación. La gran mayoría correspondió evidentemente a proyectos que cuentan con poca información. Se procedió luego a definir las características técnicas de los proyectos necesarios para los estudios de operación simulada; éstas incluyen las cotas de operación y diseño, las curvas de área-capacidad de los embalses, las alturas de cargas típicas y las capacidades instaladas alternativas con sus respectivos caudales de diseño. Para definir las características de operación de los proyectos en cuestión se realizó

5/ Véase el documento Preparación de duración de potencia para la utilización del Modelo WASP (CCE/SC.5/GRIE/V/4).

/un estudio

un estudio hidrológico detallado; éste requirió revisar la información básica existente, extender los registros disponibles y generar muestras sintéticas de caudales medios mensuales por un período de 30 años.[6/]

Con base en las características técnicas y los resultados del estudio hidrológico anterior se estableció, mediante estudios de operación simulada, la generación para capacidades instaladas alternativas correspondientes a años de hidrología media, seca y húmeda. Los resultados se obtuvieron para cuatro períodos anuales e incluyen el valor máximo de los traspasos de energía entre dichos períodos. Se emplearon los modelos matemáticos denominados OPEHID para el caso de centrales aisladas y OPECAS para los desarrollos en cascada.

c) Costos de proyectos hidroeléctricos

La estimación de los costos de los desarrollos hidroeléctricos sobre bases uniformes estuvo a cargo de la firma consultora MONENCO. Como paso inicial para estos estudios se recopiló y verificó en forma preliminar la información básica que se disponía en los países. Se establecieron además alternativas de capacidad instalada para cada proyecto manteniendo, dentro de lo posible, la concepción general original de los mismos. Las inversiones en construcción se estimaron tomando en consideración los costos directos, los gastos generales y los imprevistos. Posteriormente se añadieron los intereses durante construcción para obtener la inversión total que en todos los casos se expresó en costos a diciembre de 1977.

La metodología seguida para la estimación de los costos directos para las potencias básicas fue variable en correspondencia al grado de información disponible. En efecto, para los proyectos que cuentan con estudios de prefactibilidad se respetaron las cantidades disponibles, aplicándose a ellas costos unitarios uniformes para la región. Para los proyectos a nivel de prefactibilidad se agrupó la información disponible en 59 partidas, que fue sometida a verificaciones y complementación parcial en algunos casos. Para los proyectos que sólo contaban con estudios de

6/ Véase el documento Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Análisis, extensión y generación sintética de las series hidrológicas para los proyectos considerados en el estudio (CCE/SC.5/GRIE/V/3).

/evaluación

evaluación, las estimaciones de costos se basaron en fórmulas y curvas empíricas típicas que fueron desarrolladas sobre la base de los niveles de costos obtenidos en proyectos que sí contaban con mayor cantidad de información.

Para completar las estimaciones de costos, los gastos generales para todos los proyectos se calcularon como una fracción de los costos directos. De igual forma se adoptaron provisiones que varían entre un 5% y un 25% para cubrir las incertidumbres asociadas con los trabajos subterráneos y de superficie y para la adquisición de equipo en el caso de proyectos a nivel de prefactibilidad. Para los proyectos que sólo cuentan con estudios de evaluación se adoptó un 30% para los gastos imprevistos generales.

Las estimaciones anteriores fueron completadas con cálculos adicionales sobre capacidades instaladas alternativas; períodos de desarrollo (estudio y construcción) de proyectos discriminados por rangos de capacidad instalada; programas de desembolso en moneda local y extranjera; costos de operación y mantenimiento, y costos asociados de transmisión para cada proyecto.

Como una primera medida para apreciar la competitividad de los proyectos hidroeléctricos evaluados respecto de las centrales termoeléctricas convencionales, la CEPAL calculó los costos unitarios de potencia y energía para cada capacidad hidráulica instalada, empleando criterios económicos convencionales. De igual manera elaboró curvas comparativas de costos de generación en función del factor de planta para centrales hidroeléctricas y termoeléctricas alternativas. Los resultados de estas comparaciones indican que, con base en los criterios adoptados para la comparación, un número importante de proyectos hidroeléctricos tendrá serias dificultades para competir económicamente con las centrales térmicas.

/d) Las

d) Las características técnicas y los costos de las centrales térmicas convencionales

En primer término se establecieron las características técnicas de las centrales existentes y previstas hasta 1983.

Para las nuevas adiciones a considerarse en el estudio, fase que también fue asignada a MONENCO, se estableció que el tamaño máximo de las unidades se limitaría a aproximadamente un 12% de la demanda máxima. En consecuencia, se estudiaron centrales dentro de un amplio rango que va de 25 MW (gas) a 1 000 MW (vapor).

Las centrales a vapor cubren el rango de 50 a 1 000 MW para las que queman petróleo residual y carbón, y de 50 a 300 MW para las de ciclo combinado. Para el caso de las primeras se consideraron dos alternativas básicas: las que dependen de la disponibilidad de agua para refrigeración (o sea las ubicadas en las costas marítimas) y aquellas que requieren de torres especiales para refrigeración.

Las turbinas de gas cubren el rango de 25 a 75 MW aproximadamente y se consideró la posibilidad de instalarlos a nivel del mar y a elevaciones de 1 000 metros.

Para las condiciones anteriores se calcularon los costos de inversión y operación bajo diversos factores de planta, utilizando los precios actuales de los combustibles y otros criterios económicos convencionales.

Finalmente, se elaboraron curvas comparativas de costos de generación en función del factor de planta para centrales convencionales a vapor y de turbinas a gas. Los resultados indican que estas últimas compiten con las de vapor bajo factores de planta relativamente altos en relación con la función típica de punta con las que se asocia a dichas turbinas.

e) Los costos de las centrales geotérmicas

Otro de los medios de generación a considerarse en el estudio es el correspondiente a las plantas geotermoeléctricas. Al respecto, se realizó una evaluación preliminar de su potencial y se definió un posible programa de desarrollo.

/Las estimaciones

Las estimaciones de costos de estas centrales fueron asignadas a la firma consultora MONENCO, la cual subcontrató parte del trabajo con una empresa especializada en el tema.

En vista de los relativamente pocos antecedentes disponibles en la región sobre las condiciones geológicas y las características del vapor y los efluentes de los campos geotérmicos, se estimaron costos para condiciones típicas, tomando en cuenta la información disponible sobre los trabajos exploratorios realizados en algunos países centroamericanos.

Los costos así calculados indican que los recursos geotérmicos son económicamente muy atractivos y que en consecuencia su utilización estaría condicionada solamente a la disponibilidad del recurso.

f) Sistemas de transmisión

Los estudios de los sistemas de transmisión constituyen otro de los temas importantes que fueron asignados a MONENCO.

Con base en información proporcionada por los países se elaboraron mapas y diagramas unifilares de los sistemas que estarían en operación en cada uno de los seis países hacia 1982, considerando para ello solamente los voltajes de 110 kV o superiores. Los mapas incluyen las líneas de interconexión entre Honduras y Nicaragua y entre Nicaragua y Costa Rica.

Se seleccionaron tentativamente los 138, 230 y 345 kV como los voltajes más indicados para los estudios de transmisión al tener en cuenta las características de los sistemas eléctricos previstos para la región. Para estos mismos voltajes se estimaron los costos preliminares —para propósitos del MGI— de líneas y subestaciones, incluyendo costos directos, gastos generales e imprevistos del 25%.

/III. EL

III. EL PROGRAMA FUTURO DE ACTIVIDADES

Una vez concluida la etapa de investigaciones básicas y de adopción de criterios, puede avanzarse en forma acelerada en la formulación del programa de adición de centrales, de esquemas alternativos de interconexión y del diseño de las redes internacionales para la interconexión.

Es preciso señalar que en la ejecución de las actividades desarrolladas hasta la fecha se produjo un atraso cercano a los cuatro meses. Ello fue motivado en parte por dificultades en la recopilación, el ordenamiento y la definición de la información básica; de otro lado, por los cambios recientes producidos en los programas de adición de centrales en Nicaragua y Panamá, países que se encuentran elaborando planes maestros de desarrollo eléctrico.

Al producirse un atraso en una de las etapas del estudio, necesariamente implicaría un efecto similar en la fecha para la entrega del informe final. A ello debe sumarse el hecho de que se han encontrado algunas dificultades en el acceso a las facilidades de computación ya obtenidas para el estudio.

No obstante, se presenta en seguida una calendarización de las actividades futuras del estudio que permitiría concluirlo en la fecha originalmente prevista; esto es, en agosto de 1979. Posteriormente se describirán los requisitos de apoyo para hacer factible la ejecución oportuna de dicho programa de trabajo, pudiendo señalarse de antemano que no será necesario recurrir a partidas o erogaciones adicionales.

1. Calendario de actividades

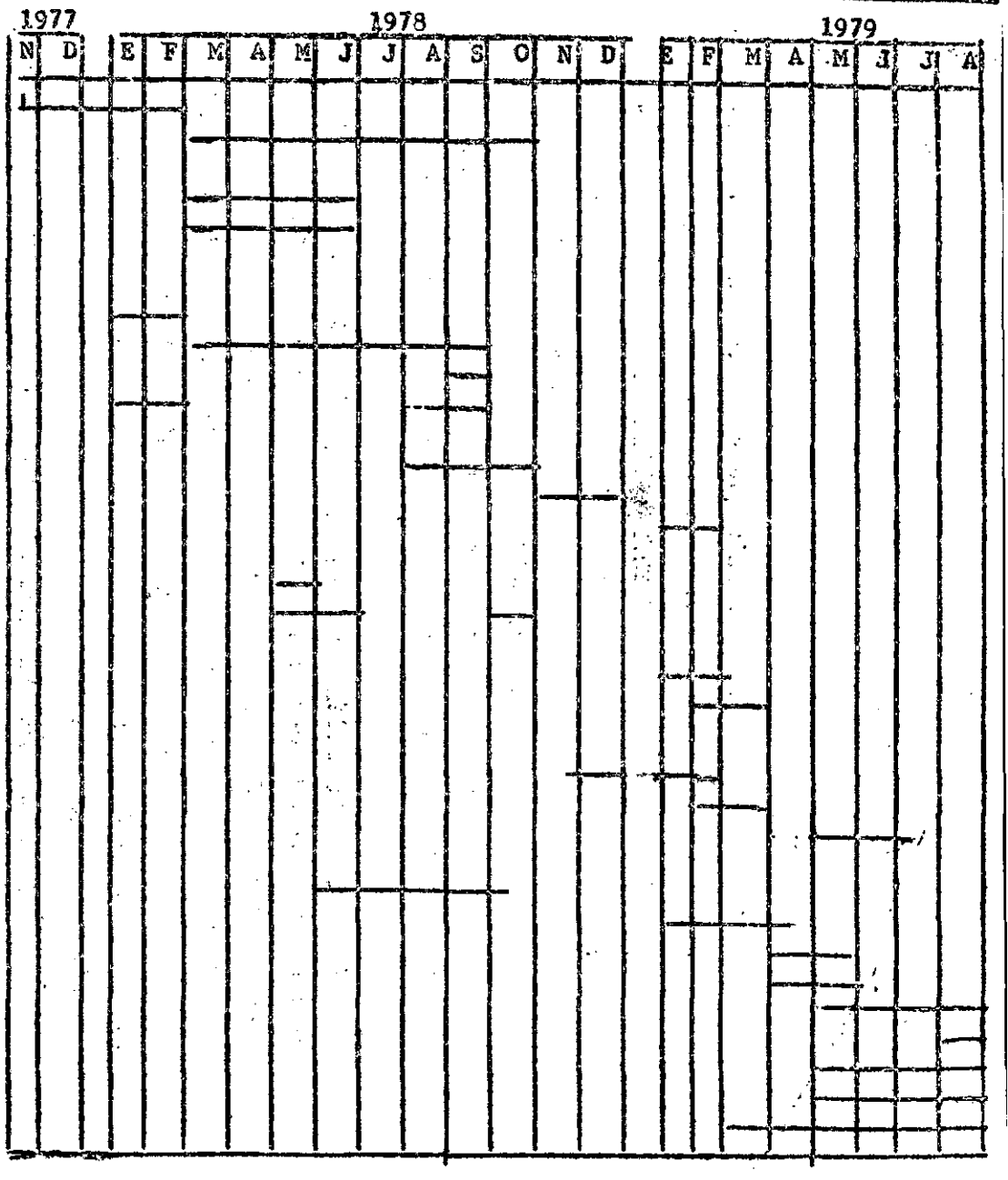
En la relación que sigue se hace referencia continua al calendario de trabajo incluido en el cuadro 1.

i) Estudios de programación a largo plazo. Se procederá a completar la implementación del modelo MGI con el propósito de establecer las necesidades globales de generación por períodos en los sistemas nacionales

/Cuadro 1

Cuadro 1
PROGRAMA DE TRABAJO

1. Asignación de contratos
2. Revisión costos proyectos hidroeléctricos (MONENCO)
3. Características técnicas y costos (MONENCO)
   Proyectos termoeléctricos
4. Estudios de demanda (MONENCO)
5. Revisión características técnicas (CEPAL)
   Proyectos hidroeléctricos
   5.1 Estudios hidrológicos
   5.2 Estudios políticos operación
   5.3 Curvas potencia-energía
6. Estudio recursos geotérmicos (OTC-MONENCO)
7. Estudios de programación a largo plazo (CEPAL)
   7.1 Desarrollo modelo MGI
   7.2 Procesos sistemas nacionales
   7.3 Procesos sistemas integrados
8. Estudios de operación (CEPAL)
   8.1 Implementación del modelo WASP
   8.2 Modificaciones del modelo WASP
   8.3 Preparación de datos para el modelo
   8.4 Procesos sistemas nacionales
   8.5 Procesos sistemas integrados
9. Estudios de transferencia de energía (CEPAL)
   9.1 Desarrollo del modelo TRANSF
   9.2 Pruebas del modelo
   9.3 Procesos definitivos
10. Estudios de la red de transmisión (MONENCO)
   10.1 Recopilación de información
   10.2 Estudios de flujo sistemas nacionales
   10.3 Estudios adicionales sistemas nacionales
   10.4 Estudios de flujo sistemas integrados
   10.5 Estudios adicionales sistemas integrados
   10.6 Informe
11. Justificación económica (CEPAL)
12. Formulación de programas de obras (CEPAL)
13. Informe final (CEPAL)
14. Dirección (CEPAL)



y en las alternativas de interconexión que se seleccionen. Esta actividad será iniciada en noviembre de 1978 y se concluirá en febrero de 1979;

ii) Estudios de operación en el mediano plazo. Se procesará mediante el modelo WASP toda la información que se produzca con la aplicación del modelo MGI, para definir las fechas de entrada en operación de cada central y simular la operación detallada de los sistemas. Ello se hará tanto para el caso de los sistemas nacionales independientes como para las diversas alternativas de interconexión, entre enero y marzo de 1979;

iii) Estudios de transferencia de energía. Se desarrollará e implementará un modelo especial (TRANSF) para determinar los flujos de energía entre los países, bajo las diferentes alternativas de interconexión, utilizando para ello los resultados provenientes de las corridas del modelo WASP. La formulación del modelo será iniciada a mediados de noviembre y los procesos definitivos estarían completados hacia fines de junio de 1979;

iv) Estudios de las redes de transmisión. Se definirá la metodología a emplear teniendo en cuenta los desarrollos nacionales previstos y las posibles transferencias de energía entre países; se seleccionarán las alternativas básicas de transmisión para el año horizonte del estudio (1999); se optimizarán las alternativas mediante estudios de carga, estabilidad y cortocircuito, según se requiera, y finalmente se definirán las características principales de los centros de despacho. Estos estudios serán realizados tanto al nivel nacional como para las alternativas de interconexión entre países, entre enero y julio de 1979;

v) Justificación económica. Se estimarán los beneficios económicos financieros que podrían obtenerse en cada alternativa de interconexión, calculando además los beneficios para cada país y para cada línea de interconexión entre pares de países. De ser posible, se realizarían estudios de sensibilidad con los parámetros económicos de más relevancia. Esta actividad se llevaría a cabo entre mayo y agosto de 1979;

/vi) Formulación

vi) Formulación del programa de obras e informe final. Se elaborará un programa de construcción de las obras de interconexión junto con un cronograma de las inversiones requeridas. La elaboración del programa y del informe final se realizará en el período comprendido entre marzo y agosto de 1979.

Cabe señalar que, con la excepción del literal iv) que estará a cargo de la empresa MONENCO, todas las actividades señaladas serán realizadas por el grupo de expertos con sede en CEPAL/México. Las tareas iniciales de los literales i) y ii) ya han sido realizadas por dicho grupo.

Una nueva reunión del GRIE habría de realizarse tan pronto la CEPAL haya concluido los estudios con los modelos MGI y WASP para el caso de los sistemas nacionales independientes, con el fin de obtener la aceptación de los países a los planes de desarrollo que se hayan elaborado y poder proceder sobre dicha base al estudio de las alternativas de interconexión. Se estima que dicha reunión podría realizarse en el mes de marzo de 1979.

2. Requisitos de apoyo técnico

Tal como se señaló anteriormente, el mayor peso en la ejecución del calendario de actividades futuras recaerá en el grupo de la CEPAL. Una distribución cronológica de los meses-experto requeridos para completar el estudio se indica en el cuadro 2.

Una comparación de dichos requisitos con las disponibilidades reales de tiempo del grupo de la CEPAL señala un déficit que se cuantifica en 6 meses-experto. Se trata por un lado de 4 meses adicionales requeridos para el experto en modelos de planificación eléctrica y de dos meses-hombre adicionales para un consultor en materia de transmisión y despacho de carga.

La necesidad de extender al experto en modelos resulta del atraso en iniciar la implementación de los modelos MGI y WASP, que fue causada por el correspondiente retraso en obtener la información básica, tal como se indicó con anterioridad. El consultor adicional se necesitará en vista de que todo el personal de la CEPAL estará comprometido en la reposición del tiempo perdido para implementar los modelos, y se requerirá de un especialista para inspeccionar y compatibilizar el trabajo de la empresa MONENCO sobre redes de transmisión y despacho de carga.

/Cuadro 2

Cuadro 2

PROYECTO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA. DISTRIBUCION DEL TIEMPO DEL GRUPO DE PERSONAL EN CEPAL

(Meses-experto)

	Total	1978			1979							
		O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A
Total	49.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
1. Asignación de contratos												
2. Revisión costos proyectos hidroeléctricos (MONENCO)	0.5	0.5										
3. Características técnicas y costos (MONENCO)												
4. Estudios de demanda (MONENCO)												
5. Revisión características técnicas (CEPAL)												
Proyectos hidroeléctricos												
5.1 Estudios hidrológicos												
5.2 Estudios políticas operación												
5.3 Curvas potencia-energía												
6. Estudio recursos geotérmicos (OCT-MONENCO)												
7. Estudios de programación a largo plazo (CEPAL)												
7.1 Desarrollo modelo MGI	3.5	3.5										
7.2 Procesos sistemas nacionales	8.5		3.5	3.5	1.5							
7.3 Procesos sistemas integrados	3.0				1.5	1.5						
8. Estudios de operación (CEPAL)												
8.1 Implementación del modelo WASP												
8.2 Modificaciones al modelo WASP												
8.3 Preparación de datos para el modelo												
8.4 Procesos sistemas nacionales	2.6				0.5	1.5	0.6					
8.5 Procesos sistemas integrados	4.0					0.5	1.5	2.0				
9. Estudios de transferencia de energía (CEPAL)												
9.1 Desarrollo del modelo TRANSF	1.5		0.5	0.5	0.5							
9.2 Pruebas del modelo	2.4					0.5	1.5	0.4				
9.3 Procesos definitivos	4.6							1.0	3.0	0.6		
10. Estudios de la red de transmisión (MONENCO)												
10.1 Recopilación de información												
10.2 Estudios de flujo sistemas nacionales	0.4				-	-	0.2	0.2				
10.3 Estudios adicionales sistemas nacionales	0.4							0.2	0.2			
10.4 Estudios de flujo sistemas integrados	0.4								0.2	0.2		
10.5 Estudios adicionales sistemas integrados	0.4									0.2	0.2	
10.6 Informe												-
11. Justificación económica (CEPAL)	5.8									1.8	2.0	2.0
12. Formulación de programas de obras (CEPAL)	0.8									0.2	0.6	-
13. Informe final (CEPAL)	5.2					-	0.2	0.2	0.6	1.0	1.2	2.0
14. Dirección (CEPAL)	5.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5

Estas necesidades adicionales de tiempo-experto, sin embargo, pueden ser atendidas con los recursos ya disponibles para el proyecto. En efecto, se contaría con un remanente de 11 000 dólares de la asignación original del BID al estudio y con alrededor de 20 000 dólares más, no comprometidos aún, dentro del aporte del PNUD bajo el proyecto RLA/76/012. Se requiere solamente por lo tanto de la utilización de los remanentes anotados.

Por parte de los países se necesitará naturalmente una colaboración estrecha con el proyecto para asegurar la pronta evacuación de consultas y el recibo oportuno de comentarios sobre los resultados de las etapas siguientes del estudio.

En resumen, parece factible finalizar el estudio en la fecha originalmente prevista, si se cuenta con la colaboración y dedicación completa de todas las partes involucradas.

IV. LA COOPERACION REGIONAL PARA FORTALECER EL SECTOR ELECTRICO

Como en ocasiones anteriores, la Secretaría desea hacer algunos planteamientos que podrían conducir al fortalecimiento del sector eléctrico en la región. Concretamente, estas sugerencias se refieren a los temas de la integración institucional, la evaluación global del potencial geotérmico y la integración del sector energético en general.

1. La creación de un organismo eléctrico regional

Durante la cuarta reunión del GRIE se analizó una propuesta presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras para la creación de un organismo regional denominado Unión Centroamericana de Electrificación (UCEL), que tendría por objeto ampliar e intensificar la cooperación entre los organismos eléctricos para asegurar un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de la región.[1/]

Entre los argumentos justificativos para la creación de UCEL se señalaron en aquella ocasión: la disponibilidad de un foro regional para ventilar los problemas de interés común; la posibilidad de coordinar y reforzar las acciones de los comités binacionales de interconexión existentes; se facilitaría la puesta en marcha de acciones de interés colectivo como la aplicación de las normas eléctricas ya elaboradas, las posibles compras conjuntas de materiales y equipos; los estudios sobre interconexiones binacionales; la disponibilidad de un interlocutor regional para los organismos internacionales, en todo lo relacionado con la integración del subsector, así como en las gestiones para la obtención de recursos financieros para esos mismos fines.

En lo concerniente a la organización interna se proponía que la UCEL estuviese dirigida por las autoridades máximas de los organismos eléctricos participantes y que contase con un núcleo permanente de especialistas que fuese dirigido por un Gerente Ejecutivo (nombrado por consenso), para instrumentar todas las decisiones de la Junta Directiva.

1/ Véase el documento Propuesta para fortalecer y ampliar la cooperación en la producción y utilización de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/10).

/Dicha

Dicha propuesta fue remitida por el GRIE a la siguiente reunión de presidentes y gerentes de los organismos eléctricos de la región, que tuvo lugar en San José, Costa Rica. En ella las autoridades eléctricas acogieron con beneplácito la propuesta y encargaron la elaboración de los estatutos respectivos a un grupo técnico integrado por los dirigentes de las divisiones o gerencias de planifiación de los organismos citados.

El borrador de dichos estatutos --elaborado para un organismo denominado Consejo Eléctrico Centroamericano (CEC)-- fue enviado en consulta a todas las empresas interesadas. Posteriormente, éstas formularon comentarios y recomendaciones apoyando la creación del nuevo ente. Se tiene entendido que la propuesta modificada habrá de ser considerada durante una reunión del grupo técnico antes mencionado para luego ser remitida a la próxima reunión de presidentes y gerentes de los organismos eléctricos que se llevará a cabo en Panamá para su aprobación final.

Esa situación es altamente positiva. Cabría señalar sin embargo que existen algunas diferencias entre el planteamiento original presentado ante el GRIE y el proyecto actualmente en consideración por parte de las empresas, diferencias que podrían incidir en los resultados de la gestión del nuevo organismo. Se trata de las siguientes:

i) Bajo la propuesta de la UCEL, el Gerente sería nombrado por la Junta Directiva, y dependería solamente de ella. El organismo ejecutivo sería establecido por un período de tres años y su ubicación sería decidida por la Junta Directiva. Los gastos del organismo serían sufragados en forma equitativa por los organismos participantes.

ii) En la propuesta del CEC el coordinador sería también nombrado por la Junta Directiva, pero se trataría de un funcionario a tiempo completo de la empresa en que recaiga la sede. El órgano ejecutivo tendría una duración de dos años; su sede estaría obligadamente entre todos los países participantes, y sus gastos de operación serían sufragados por el país sede.

/El enfoque

El enfoque dado al nuevo organismo podría afectar los resultados prácticos de su eventual funcionamiento. En efecto, la propuesta original hacía depender al gerente de todas las empresas, en tanto que la propuesta actual hace que el coordinador --al ser funcionario de la empresa sede-- quede también sujeto a la discrecionalidad de dicha organización. De otro lado, la empresa sede podría verse requerida a financiar gastos de consideración por estudios específicos que se decidiese realizar.

Convendría por lo tanto tener en cuenta estos problemas antes de tomar una decisión final al respecto.

2. La evaluación del potencial de los recursos disponibles en la región

Para la generación de electricidad en la región se dispone principalmente de recursos hidráulicos y geotérmicos. La relativamente amplia disponibilidad de recursos hidroeléctricos se debe a una combinación de precipitaciones elevadas y condiciones topográficas adecuadas en gran parte de la región. Las características geológicas, la historia tectónica y la serie de manifestaciones geotermales de superficie en la región evidencian la disponibilidad de recursos geotérmicos.

Estudios de diversa profundidad --que van desde evaluaciones globales de tipo preliminar hasta inventarios de proyectos específicos-- indican que la región contaría con unos 125 000 gigavatios-hora de energía hidroeléctrica en un año de precipitación normal, disponibilidad que podría reducirse en un 25% durante años secos.[2/] Ello indicaría que el Istmo dispondría de unos 24 000 megavatios de potencia hidráulica, al suponer un factor de planta promedio del 60%. Debe aclararse sin embargo que aún no se han cuantificado los costos para todos los proyectos y que

2/ Según dichas estimaciones, se contaría en Guatemala con 43 300 GWh; en El Salvador con 4.100; en Honduras, con 12.300; en Nicaragua con 12 900; en Costa Rica, con 39 000, y en Panamá con 13 600.

/en un

en un porcentaje significativo de los que cuentan con dichas estimaciones, las considerables inversiones requeridas no hacen posible su desarrollo bajo las circunstancias actuales.

En relación con los recursos geotérmicos no se cuenta con evaluaciones de tipo global para la región. Solamente existen investigaciones sistemáticas en regiones específicas de algunos países, en algunas de las cuales ya se están explotando o se está por aprovechar los recursos.[3/]

Con el propósito de proveer los insumos necesarios para el estudio de interconexión eléctrica y para resolver interina y parcialmente las deficiencias anotadas, la CEPAL solicitó la colaboración del Centro de Recursos Naturales, Energía y Transporte (CRNET) de la Secretaría de las Naciones Unidas. El CRNET, empleando una metodología ad-hoc, elaboró una primera estimación del potencial probable para la región. Esta indica que la región podría contar con recursos geotérmicos del orden de los 8 800 MW (valor medio probable). Esta cifra, aun guardando las reservas con relación a su exactitud, resulta en extremo interesante en vista de que los datos disponibles sobre costos señalan que los desarrollos geotermoeléctricos son los más atractivos en términos económicos.

Las cifras anteriores constituyen un argumento importante para lograr que se tomen las provisiones necesarias en la región para proceder a la evaluación sistemática de este recurso evidentemente tan valioso y atractivo. Para realizarla, existen varias alternativas de ejecución; una podría ser la de que cada país la realice en forma independiente y otra, que los seis países atiendan esta tarea desde una base regional.

La primera alternativa no ha podido realizarse en parte porque los organismos eléctricos han estado concentrando su atención en la solución de sus problemas de corto y mediano plazo. También ha incidido la ausencia de suficiente personal adiestrado y especializado en estas tareas, el alto grado de incertidumbre asociado a las exploraciones requeridas y las elevadas inversiones que se necesita realizar.

3/ El Salvador por ejemplo cuenta con 60 megavatios instalados en sus plantas de Ahuachapán, y Nicaragua instalará próximamente una central de 35 MW en Momotombo. Guatemala y Costa Rica ya han identificado campos para perforar pozos profundos. Panamá y Honduras, en cambio, están realizando investigaciones preliminares para poder justificar estudios pormenorizados en el futuro.

/La opción

La opción de realizar una investigación de ámbito regional podría ser la menos costosa debido a las importantes economías de escala que se podría obtener.[4/] Sin embargo, la ausencia de suficiente ayuda internacional para realizar un estudio de este tipo han impedido concretarla.

No obstante lo anterior existen posibilidades de lograr algunos avances en la cooperación regional e internacional para evaluar el recurso. Cabe señalar en primer lugar que ya se ha constituido el Grupo Regional sobre Energía Geotérmica (GREG) con el propósito de fortalecer la cooperación y facilitar el intercambio de información y experiencia entre los países de la región, y para servir de contraparte para todas las actividades regionales en materia de geotermia.[5/]

De otra parte, y como se verá más adelante, recientemente se ha iniciado en la región --con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo-- el Programa Energético Centroamericano (proyecto RLA/76/012) que tiene por objeto asistir a los países para que planifiquen su desarrollo energético. Este Programa incluye, entre otros componentes, la realización de algunos seminarios regionales sobre evaluación y desarrollo de los recursos geotérmicos.

Parecería conveniente aprovechar y conjugar ambas situaciones para asegurar el mayor provecho para los países. Podría pensarse, por ejemplo, en que sea el GREG quien tenga a su cargo la organización y contrapartida de los seminarios previstos, y que los temas a discutir en dichos eventos sean seleccionados teniendo en cuenta las necesidades para el desarrollo futuro previsto de todos los países.

3. El Programa Energético Centroamericano (RLA/76/012)

Como resultado de la crisis energética, a principios de 1974 una misión PNUD/CEPAL/SIECA, visitó la región para formular un programa de

4/ Esta posibilidad se planteó durante la cuarta reunión del GRIE, mediante un documento de proyecto elaborado por la secretaría.

5/ Véase el Informe de la primera reunión del grupo regional sobre energía geotérmica (GREG) (E/CEPAL/CCE/SC.5/123; CCE/SC.5/GREG/I/3/Rev.1).

/asistencia

asistencia a los países centroamericanos en relación con el tema de la energía. El proyecto comprendería tanto la evaluación de los recursos y las demandas energéticas, como la formulación de planes y políticas para el desarrollo energético futuro.

Debido a limitaciones en los fondos de que disponía el PNUD para asistencia en este renglón, el proyecto sólo se inició en forma parcial en 1975, incluyendo únicamente una componente referente al estudio regional de interconexión eléctrica. Desde principios de 1978, sin embargo, gracias a una contribución adicional de 1.5 millones de dólares proveniente del Fondo Especial de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), se ha dado inicio a una segunda fase del Programa.

Los alcances de la asistencia que obtendrían los países bajo esta fase del Programa Energético, fueron definidos por representantes de los Ministerios de Planificación durante sendas reuniones oficiales que tuvieron lugar en mayo y julio de 1978. Así, el Programa fue subdividido en los cinco subprogramas siguientes:

i) Instrumentos básicos de planificación energética. Comprende la realización de actividades nacionales en cuatro países[6] tendientes a procesar información, realizar pronósticos de oferta y demanda, formular balances energéticos y proveer algunas becas;

ii) Hidrocarburos. Realizará una reevaluación de la información existente sobre exploraciones petroleras en Nicaragua y Costa Rica, y proveerá asistencia especializada a El Salvador;

iii) Recursos geotérmicos. Incluye seminarios sobre diversos aspectos del desarrollo geotérmico a celebrarse en El Salvador; asistencia a Honduras para una evaluación preliminar del potencial y asesoría miscelánea que pueda requerirse;

6/ Panamá no se ha incluido en el Programa, y Guatemala cuenta con un proyecto de ámbito nacional al respecto.

/iv) Interconexión

iv) Interconexión eléctrica. Se refiere al apoyo al estudio en proceso sobre interconexión eléctrica hasta su conclusión en agosto de 1979;

v) Fuentes no convencionales de energía. Comprende un estudio sobre alcohol carburante en Guatemala; un estudio sobre microcentrales hidráulicas y un seminario sobre alcohol carburante en Nicaragua; investigaciones sobre el aprovechamiento de energía no convencional en Costa Rica, y becas para algunos países.

La dispersión de actividades, por países y por temas —con la posible excepción de los subprogramas i) y iv)— obedece a las prioridades asignadas por los organismos de planificación nacional, al tener en cuenta solamente sus necesidades individuales.

Dada la importancia del tema, sin embargo, parecería factible intentar por un lado hacer más homogéneo el enfoque del proyecto sobre la marcha y por el otro, buscar mayores recursos para realizar una tercera fase que promueva más eficientemente el desarrollo regional del sector.

En torno al primer tema podrían obtenerse economías en los costos del Programa, y un enfoque con un carácter integracionista, si se adoptasen las siguientes acciones: el empleo de una metodología común con las adaptaciones del caso en todos los países; la utilización de expertos y consultores regionales; la participación activa de las contrapartidas nacionales en todas las componentes del proyecto; la realización de cursos o seminarios regionales de capacitación en torno al subprograma i), que se considera como fundamental en el tema de la energía; la "regionalización" de todos los seminarios considerados; la integración en un solo subprograma de todas las actividades referentes a electricidad. Finalmente la incorporación de Panamá al proyecto. En relación con esta última recomendación, cabe enfatizar la gran importancia relativa que tienen los consumos energéticos de Panamá en relación con el total del Istmo y que significan 21% de la energía comercial en 1976.

/La posible

La posible realización de una fase adicional del Programa Energético, sujeta por supuesto a la obtención de mayores fondos, podría enfocarse a la realización de estudios más profundos tendientes a lograr una integración regional del sector energético y a apoyar la iniciativa de los organismos eléctricos en relación con la creación de un ente regional para promover su desarrollo integrado.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Conclusiones

i) Se han superado las etapas de organización y de obtención de los recursos técnicos y financieros para poder realizar el estudio de interconexión eléctrica;

ii) La metodología adoptada para definir los programas de desarrollo eléctrico ha sido mejorada y ampliada, por lo que se cuenta con las herramientas adecuadas para el estudio;

iii) Se ha recopilado y procesado la información básica necesaria para definir los programas de desarrollo eléctrico en el largo plazo, tarea que requirió de más tiempo que el previsto debido a la situación actual en materia de planificación eléctrica en algunos países;

iv) Ha sido necesario reprogramar la realización de las etapas subsiguientes del estudio, manteniéndose vigente la fecha propuesta inicialmente para la presentación de los resultados. Se ha estimado que los recursos humanos adicionales necesarios para cumplir con dicha fecha límite pueden financiarse mediante la utilización de fondos disponibles en las asignaciones presupuestarias originales;

v) Se han presentado propuestas concretas y se han tomado algunas medidas tendientes a lograr avances significativos en la integración regional del sector eléctrico centroamericano. Estas se refieren a la posible creación de un ente regional para promover el desarrollo del sector eléctrico, a la evaluación de los recursos energéticos disponibles en la región, y a la puesta en marcha del Programa Energético Centroamericano. Ello no obstante, parece factible instrumentar una serie de medidas tendientes a perfeccionar esas iniciativas para lograr mayores beneficios para los países.

/2. Recomendaciones

2. Recomendaciones

En relación con el estudio regional de interconexión eléctrica:

i) Que los países centroamericanos y los organismos regionales e internacionales involucrados continúen brindando un especial apoyo para asegurar la oportuna finalización del estudio;

ii) Que los países de la región tomen las providencias del caso para contestar con la mayor celeridad todas las consultas que necesariamente surgirán al concluirse las etapas siguientes del estudio;

iii) Que los organismos que están financiando el proyecto --el PNUD, el BID y el BCIE-- brinden la colaboración que sea necesaria para que puedan utilizarse los fondos remanentes de sus asignaciones originales al proyecto, con el fin de sufragar los gastos originados por el atraso existente.

En relación con la eventual integración del sector eléctrico, que se tomen las provisiones necesarias para:

1) Acelerar la creación del ente regional para promover el desarrollo eléctrico, teniendo en cuenta las observaciones señaladas en este documento;

2) Aprovechar la existencia del Grupo Regional sobre Energía Geotérmica y las asignaciones para la realización de seminarios regionales dentro del Programa Energético, para contribuir en forma significativa a la evaluación regional de la disponibilidad de recursos geotérmicos;

3) Proceder a la búsqueda de recursos adicionales para ampliar los actuales alcances del Programa Energético Centroamericano, incluyendo la realización de estudios más amplios sobre integración energética y el apoyo técnico al ente eléctrico regional antes citado; y en el intertanto, buscar fórmulas que permitan disminuir la actual dispersión de recursos y objetivos del Programa.