

CATALOGADO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.277
(CCE/SC.5/GRIE/XV/5)
11 de febrero de 1991

ORIGINAL: ESPAÑOL

C.I.

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

Decimoquinta Reunión del Grupo Regional de
Interconexión Eléctrica

San José, Costa Rica, 13 y 14 de febrero de 1991

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXION ELECTRICA DE
COLOMBIA, VENEZUELA, ISTMO CENTROAMERICANO Y MEXICO

(Términos de referencia preliminares)

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Resumen del proyecto	3
II. Datos principales	5
A. Monto, carácter de la contribución del Banco, fondo y contrapartida	5
B. Objetivos del proyecto	5
C. Participantes	5
D. Plazo de ejecución	6
III. Antecedentes	7
A. Antecedentes del proyecto	7
1. Iniciativas de integración eléctrica en la región	7
a) Interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano	7
b) Interconexión eléctrica México-Colombia	7
c) Interconexión Venezuela-Colombia	8
d) Iniciativa del Grupo de los Tres	9
2. Identificación de la solicitud	10
3. Breve descripción del subsector	10
4. Relación del proyecto con los programas nacionales de desarrollo	11
B. Antecedentes de los beneficiarios y de la entidad ejecutora	11
1. Los beneficiarios	11
a) Identificación	11
b) Experiencia previa en integración eléctrica	13
c) Capacidad técnica para estudios	16
2. Antecedentes de la entidad ejecutora	17

	<u>Página</u>
IV. Descripción del proyecto	18
A. Objetivos	18
B. Actividades	18
1. Actividades preparatorias	18
2. Actividades específicas	19
3. Financiamiento	19
C. Organización	21
1. Grupo de Dirección	21
2. Unidad ejecutora	21
3. Grupo técnico	21
D. Recursos	21
1. Humanos	22
a) Entidad ejecutora-CEPAL	22
b) Profesionales de las empresas eléctricas participantes	22
c) Servicios de consultoría	22
2. Equipos, metodologías, instalaciones y otros (aportados principalmente por las empresas participantes)	22
V. Presupuesto	23
VI. Justificación	23
<u>Anexo:</u> Grupo de los Tres e Istmo Centroamericano: Gestión del sector y descripción de los sistemas eléctricos	25

PRESENTACION

Durante la Decimocuarta Reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), ^{1/} la secretaria de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) presentó una propuesta ^{2/} para realizar un estudio de prefactibilidad para interconectar los sistemas eléctricos de Colombia, el Istmo Centroamericano y México. El GRIE aprobó ^{3/} la iniciativa y solicitó a la CEPAL que elaborase una versión ampliada de la propuesta en la que se incluyeran los resultados de la iniciativa, que sobre el mismo tema estaban impulsando los gobiernos de Colombia, México y Venezuela (Grupo de los Tres). Asimismo, acordó que la secretaria presentara dicha versión en la reunión del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), que se realizará el 15 de febrero de 1991.

Las secretarías de la CEPAL y del CEAC participaron en las reuniones del Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica que dieron origen al documento de proyecto que aquí se presenta. Por otra parte, el Comité de Cooperación Energética del Grupo de los Tres, integrado por los viceministros de energía de Colombia, México y Venezuela, aprobó este documento de proyecto en la reunión efectuada en la ciudad de México, los días 28 y 29 de enero de 1991. En esa oportunidad, además de las delegaciones de los países del Grupo de los Tres, estuvieron representados el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el CEAC y la CEPAL.

En la Declaración de los Presidentes del Grupo de los Tres, del 30 de septiembre de 1990, se establece que para impulsar la cooperación en la cuenca energética, los Ministros de Energía y Hacienda de los respectivos países iniciarían gestiones ante el BID y otros organismos financieros multilaterales para obtener apoyo a fin de realizar los estudios necesarios

^{1/} Efectuada en Tegucigalpa, Honduras los días 29 y 30 de octubre de 1990.

^{2/} Véase, CEPAL, Interconexión eléctrica mesoamericana. Propuesta para un estudio de prefactibilidad (Versión preliminar) (LC/MEX/R.254 (CCE/SC.5/GRIE/XIV/5)), 26 de octubre de 1990.

^{3/} Véase, CEPAL, Informe de la Decimocuarta Reunión de Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (LC/MEX/L.150 (CCE/SC.5/GRIE/XIV/6)), 28 de enero de 1991.

para promover entre Colombia, México, Venezuela y Centroamérica, la complementariedad energética, en particular en materia de generación, interconexión y distribución de hidroelectricidad, carbón y gas. Por este motivo, el presente documento se ha estructurado con base en la guía que para este tipo de proyectos recomienda el BID.

I. RESUMEN DEL PROYECTO

Se conoce que la interconexión de los sistemas eléctricos de varias regiones geográficas permite obtener un incremento en la confiabilidad del servicio y la reducción del costo total del abastecimiento de energía eléctrica. Es por ello que se han planteado en la región, en el pasado, diversas iniciativas de interconexión eléctrica: 1) en los años cincuenta y sesenta, la del Istmo Centroamericano, que ha culminado en un sistema subregional a punto de ser completado; 2) más recientemente, la interconexión Colombia-Venezuela, que está prevista para entrar en operación en 1992, y 3) desde 1980, varias iniciativas para una interconexión entre México y el norte de Sudamérica pasando por el Istmo. La más reciente de éstas corresponde a los Presidentes del Grupo de los Tres, y se da en el marco de una propuesta más amplia para impulsar la cooperación en la "cuenca energética" que integran los tres países.

Los objetivos específicos del presente proyecto son:

1. Crear una base común de información técnica sobre los sistemas eléctricos de los nueve países participantes;
2. Definir varios escenarios de integración y analizar las perspectivas para cada uno de ellos;
3. Estudiar, a nivel de prefactibilidad, proyectos para interconectar a Colombia con Panamá, por una parte, y a México con Guatemala, por la otra, y
4. Dentro del marco del estudio anterior, identificar y estudiar, también a nivel de prefactibilidad, los refuerzos de transmisión que serían necesarios en el Istmo para permitir la transferencia de los volúmenes de energía disponibles para intercambios.

El logro de estos objetivos requerirá de las siguientes actividades principales:

1. Recolección, en formatos estándar, de la información técnica sobre los sistemas eléctricos;
2. Definición de los criterios y métodos que se usarán en los estudios;
3. Evaluación crítica de la experiencia en interconexión eléctrica en la región, y
4. Realización de estudios: simulaciones de la operación, análisis de redes y evaluaciones económicas.

II. DATOS PRINCIPALES

A. Monto, carácter de la contribución del Banco, fondo y contrapartida

Pendiente.

B. Objetivos del proyecto

1. Revisar los estudios realizados hasta la fecha, evaluar la forma en que se han implementado las interconexiones parciales que se encuentran operando y cuán exitosas han sido; analizar las perspectivas de integración para diferentes escenarios; realizar una evaluación técnico-económica de las opciones seleccionadas; estudiar alternativas de financiamiento y producir recomendaciones sobre las acciones que deberán ser tomadas en el corto, mediano y largo plazos para definir la interconexión eléctrica en la región.

2. Determinar la prefactibilidad de interconectar, como una primera etapa a Colombia y Venezuela con Panamá, por una parte, y a Guatemala y México, por la otra.

3. Identificar los refuerzos necesarios para que la red de interconexión eléctrica existente en el Istmo Centroamericano tenga capacidad para transportar los flujos de potencia y energía resultantes de las simulaciones de la operación interconectada.

4. Estimar los costos y los beneficios para sustentar los ulteriores estudios de factibilidad.

C. Participantes

Los participantes en el proyecto son:

1. La Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) de México.
2. Las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano:
 - a) Instituto Nacional de Electrificación (INDE), de Guatemala;
 - b) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), de El Salvador;
 - c) Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras;
 - d) Instituto Nicaragüense de Energía (INE), de Nicaragua;
 - e) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de Costa Rica, e
 - f) Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), de Panamá.

3. El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) como representante de las seis empresas del Istmo Centroamericano.

4. La Comisión Nacional de Energía (CNE), e Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA), de Colombia.

5. C.V.G. Electrificación del Caroní (EDELCA), de Venezuela.

6. La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

7. La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

D. Plazo de ejecución

El plazo de ejecución del proyecto será de 10 meses a partir de haberse realizado las actividades preparatorias y recolectado la información necesaria para hacer los estudios de los sistemas eléctricos de los países. Deberá definirse la fuente de financiamiento para la ejecución de dichas actividades.

III. ANTECEDENTES

A. Antecedentes del proyecto1. Iniciativas de integración eléctrica en la regióna) Interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano

En 1974, motivados por la crisis del petróleo, los países del Istmo Centroamericano decidieron realizar un estudio de alcance regional sobre la interconexión eléctrica, denominado Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA), con el objetivo de lograr un aprovechamiento más racional y eficiente de los recursos energéticos (hidroelectricidad y geotermia) disponibles en la región.

La ejecución del estudio se le encomendó a la Sección de Recursos Naturales, Energía y Transporte de la Subsección de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en México. Participaron activamente profesionales de las empresas eléctricas nacionales. El estudio, que se realizó entre 1975 y 1979, permitió:

- i) Definir programas alternos de desarrollo eléctrico integrado;
- ii) Estimar los beneficios económicos de la interconexión, y
- iii) Identificar las acciones --bilaterales o regionales-- por realizar en el futuro para llegar a la integración eléctrica total.

Aunque la culminación del estudio coincidió con el inicio de la crisis económica y política en el Istmo --lo cual dificultó la adopción plena de las recomendaciones del ERICA--, se realizaron significativos avances en la integración física del subsector durante el decenio siguiente. En la actualidad, sólo falta la línea de interconexión Honduras-El Salvador para que queden interconectados todos los países del Istmo.

b) Interconexión eléctrica México-Colombia

i) Planteamiento general. La idea de una interconexión eléctrica entre México y el norte de Sudamérica, pasando por el Istmo Centroamericano, fue originalmente presentada en un seminario que se celebró en Brasil en

1980. 4/ En dicha ponencia se señalaba, en primer lugar, el contraste entre la gran magnitud de los recursos hidroeléctricos de Latinoamérica --estimados en tres millones de GWh-- y su muy bajo grado de aprovechamiento, un 6% en 1978.

En segundo lugar, se hacía notar la desigual distribución entre los países de los recursos energéticos en general y del recurso hidroeléctrico en particular, lo cual indica el potencial de complementariedad entre los países.

Finalmente, se señalaba que la planificación conjunta e integral permitiría seleccionar proyectos más eficientes, y de la magnitud adecuada para obtener importantes economías de escala.

Como conclusión, presentaba la propuesta específica de una "integración hidroeléctrica" de Colombia, los países centroamericanos y México, y planteaba "la posibilidad de manejar la generación, transmisión y distribución de la energía hidroeléctrica en estos países como un sistema integrado".

ii) Estudio preliminar de transmisión. En 1982 se realizó, por encargo del BID, un análisis preliminar de la posibilidad de exportar energía hidroeléctrica de Colombia a México, señalando como razón de tal inquietud "la existencia de enormes recursos hidroeléctricos en Colombia y el interés de México de reducir su consumo de petróleo como fuente de energía eléctrica". 5/

Ese estudio se centraba en la búsqueda de la mejor solución de transmisión para transportar hasta 3,000 MW de potencia, previendo además la posibilidad de una futura conexión con la red eléctrica interconectada del Istmo Centroamericano. Se concluyó que la solución sería una línea en corriente continua de ± 600 kV y de aproximadamente 3,000 km de longitud (de Medellín a la ciudad de México).

c) Interconexión Venezuela-Colombia

Colombia y Venezuela realizarán una interconexión firme entre los dos sistemas eléctricos interconectados. De los estudios de factibilidad técnica

4/ Véase, Quintana Arrijoja, B., "Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: Un planteamiento", Río de Janeiro, 1980.

5/ Véase, Vázquez Praderi, F., "Estudio conceptual de una interconexión eléctrica entre Colombia y México".

y económica, realizados por el Grupo de Trabajo designado por los dos países para tal fin, se concluyó que la alternativa de mínimo costo, económicamente atractiva y beneficiosa para ambos países, es la construcción de una línea de circuito sencillo a 230 kV, con una longitud aproximada de 150 km, 45 de los cuales estarán en territorio colombiano y los 105 restantes en venezolano. La línea se construirá entre una nueva subestación a 230 kV localizada en la ciudad de Maracaibo, Estado de Zulia (Venezuela), en el sitio denominado Cuatricentenario, y la subestación Cuestecita, localizada en el Departamento de la Guajira (Colombia), donde se instalarán 75 MVAR de compensación capacitiva para poder transportar alrededor de 200 MW. Este proyecto tendrá un costo aproximado de 26.1 millones de dólares, de los cuales 13.'2 le corresponden a Venezuela y 12.9 a Colombia. El proyecto está previsto para entrar en operación en julio de 1992.

d) Iniciativa del Grupo de los Tres

El 30 de septiembre de 1990 tuvo lugar en Nueva York una reunión de los Presidentes del Grupo de los Tres (México, Colombia y Venezuela) en la cual acordaron impulsar la cooperación en la "cuenca energética" que forman esos tres países mediante proyectos concretos en los que se combinaran diversos recursos energéticos.

Para dar cumplimiento a ese acuerdo se reunieron en la ciudad de México, los días 29 y 30 de octubre de 1990, los Viceministros de Energía y Minas de los tres países, y acordaron constituir cuatro grupos de trabajo de carácter técnico, con objeto de identificar proyectos y ejecutar acciones que permitan materializar la cooperación energética que favorezca la integración subregional. Esos grupos se ocupan respectivamente de los temas: carbón, petróleo, hidroelectricidad e interconexión eléctrica.

El Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica, formado por representantes de los Ministerios de Energía de los tres países, con soporte técnico de las empresas eléctricas, y con la participación además del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), en reunión celebrada en la ciudad de México los días 10 y 11 de enero de 1991 se fijó los siguientes objetivos:

i) Identificar, estudiar y evaluar proyectos de generación y transmisión que sean factibles de incorporarse a los sistemas eléctricos de los países del Grupo de los Tres y del Istmo Centroamericano, y que en el

corto, mediano y largo plazos permitan lograr la integración de dichos sistemas;

ii) Evaluar diferentes esquemas de desarrollo de los sistemas eléctricos de los países con el fin de cuantificar las bondades de la interconexión;

iii) Conformar una cartera conjunta de proyectos de generación hidroeléctricos y termoeléctricos, que permita hacer mejor uso de los recursos energéticos de los nueve países participantes a través de la interconexión eléctrica;

iv) Evaluar y proponer formas alternativas de financiamiento diferentes a las tradicionales, que ofrezcan una mayor posibilidad de desarrollar los proyectos de integración que se recomienden, y

v) Promover el desarrollo de actividades para el intercambio tecnológico entre los países y compartir experiencias.

Además, con base en el análisis de la información sobre los sistemas eléctricos y la disponibilidad de los recursos energéticos, llegó, entre otras, a las siguientes conclusiones:

i) Que es factible mejorar el aprovechamiento de tales recursos mediante la interconexión eléctrica, y

ii) Que por la magnitud del proyecto y su complejidad, es necesario proceder por etapas.

En consecuencia, acordó recomendar a los Viceministros de Energía que se ejecutara el estudio de prefactibilidad de la interconexión eléctrica de los países del Grupo de los Tres y del Istmo Centroamericano.

2. Identificación de la solicitud

Pendiente.

3. Breve descripción del subsector

Los sistemas eléctricos de los nueve países involucrados en este proyecto tienen conjuntamente una capacidad instalada de 55,379 MW, distribuidos en 27,944 MW de potencia hidroeléctrica, 870 MW de geotérmica, 25,891 MW de térmica convencional y 675 MW de nuclear; la extensión de sus líneas de transmisión de alta tensión (de 115 a 765 kV) es de km. Su demanda máxima (no coincidente) fue en 1989 de 33,520 MW y su producción conjunta de

energía de 210,212 GWh. El cuadro 1 muestra los resultados técnicos de la operación en 1989.

En el anexo se describen los sistemas eléctricos de cada país.

4. Relación del proyecto con los programas nacionales de desarrollo

Los nueve países que participarían en el proyecto enfrentan dificultades para financiar sus respectivos programas de desarrollo, debido a las limitaciones que impone el elevado endeudamiento externo y el difícil acceso a nuevos créditos. En el subsector eléctrico, esto podría tener como consecuencia un deterioro de la seguridad del suministro de energía.

Por otra parte, en la mayoría de ellos, la factura petrolera representa un factor de gran impacto negativo en sus balanzas comerciales.

La interconexión propuesta permitiría, en el mediano y largo plazos:

- a) Mejorar la confiabilidad del suministro;
- b) Reducir el monto de las inversiones requeridas para la expansión de los sistemas mediante un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en la región, y
- c) Reducir el consumo de combustibles.

B. Antecedentes de los beneficiarios y de la entidad ejecutora

1. Los beneficiarios

a) Identificación

Los beneficiarios del proyecto son:

- i) La Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) de México.
- ii) Las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano:
 - 1) Instituto Nacional de Electrificación (INDE), de Guatemala;
 - 2) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), de El Salvador;
 - 3) Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras;
 - 4) Instituto Nicaragüense de Energía (INE), de Nicaragua;
 - 5) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de Costa Rica,
 - e
 - 6) Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), de Panamá.

Cuadro 1

CAPACIDAD INSTALADA, DEMANDA MAXIMA Y PRODUCCION
DE ENERGIA POR PAIS O REGION, 1989

País o región	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Producción de energía en GWh				
			Total	Geo	Hidro	Térmica	Nuclear
Total	55 379	33 520	210 212				
México	25 189	17 570	110 103	4 675	24 200	80 856	372 ^{a/}
Istmo Centroamericano	4 091	2 509	13 272	765	11 519	992	-
Colombia	8 370	5 731	32 349	-	26 473	5 876	-
Venezuela	17 729	7 710	54 488				

a/ Corresponde a la central nucleoelectrica Laguna Verde, en pruebas.

iii) El sector eléctrico Colombiano, representado por Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA).

iv) C.V.G. Electrificación del Caroní (EDELCA), de Venezuela.

b) Experiencia previa en integración eléctrica

i). Experiencia de la C.F.E. Una de las acciones trascendentes que se han tomado para garantizar el desarrollo del país en la industria, en el campo y en la sociedad en general fue sin duda la nacionalización del servicio público de energía eléctrica, con lo cual la Comisión Federal de Electricidad inició la consolidación de su estructura para llevar a cabo los planes de integración y sentar bases firmes para la prestación de dicho servicio.

La decisión de nacionalizar el servicio público de energía eléctrica, la unificación de frecuencia en el país a 60 ciclos, misma que concluyó en 1976, así como la interconexión del sistema eléctrico nacional en 1978 --estos dos últimos hechos técnicos por demás relevantes-- permitieron a la Comisión Federal de Electricidad una explotación más racional de todos los medios de generación, transmisión y distribución existentes. Por esos hechos, la ingeniería nacional pudo hacer una selección conveniente de los recursos disponibles para la utilización de centrales generadoras, energéticos y la aplicación de nuevas tecnologías para lograr una mejor interconexión de los sistemas eléctricos.

Lo anterior propició el fomento de economías de escala, abatiendo costos de inversión y operación, reduciendo necesidades de reserva para el mantenimiento y conservación de equipo y, finalmente, un suministro del fluido eléctrico más confiable y con mayores rendimientos.

Al expandirse los sistemas eléctricos durante el proceso de interconexiones entre centrales y áreas anteriormente aisladas, se presentó la necesidad de aprovechar racionalmente las instalaciones, a fin de garantizar el máximo rendimiento de las inversiones. Para tal objeto, se organizaron grupos de operación, responsables de coordinar y ejecutar las actividades necesarias tendientes a mantener la continuidad, la calidad en el voltaje y la frecuencia y la economía del servicio con la máxima seguridad.

Adicionalmente a la experiencia de integrar el sistema eléctrico mexicano, la C.F.E. tiene contratos de intercambio con varias empresas eléctricas fronterizas norteamericanas. Los enlaces en la parte noreste y

centro norte del país son de 138 kV; actualmente se utilizan para compraventa de energía de segmentos de los sistemas eléctricos, ya que son incompatibles (por su tamaño reducido) para una operación síncrona permanente. En cambio, en la parte noroeste se tienen dos líneas de 230 kV, y el sistema eléctrico de Baja California Norte, que está aislado del resto del sistema eléctrico nacional, se opera en paralelo con el conglomerado de sistemas del oeste de los Estados Unidos y Canadá (WSCC: Western Systems Coordinating Council).

ii) Integración eléctrica en el Istmo Centroamericano. En el Istmo Centroamericano existe ya una experiencia concreta en interconexiones internacionales. En 1976 se interconectaron los sistemas de Honduras y Nicaragua; en 1982, los de Nicaragua y Costa Rica. Finalmente, en 1986 se interconectaron, por una parte, Costa Rica y Panamá y, por otra, El Salvador y Guatemala.

Para completar la integración del sistema eléctrico del Istmo falta únicamente la línea Honduras-El Salvador, que está en proyecto y se espera que entrará en servicio en 1993.

Todas las líneas de interconexión son de 230 kV y se originan en convenios bilaterales.

Por el bajo grado de mallado de los sistemas nacionales, la debilidad de los enlaces entre países y las grandes distancias, el sistema de transmisión resultante es un caso típico de un "sistema longitudinal", sujeto a problemas de inestabilidad dinámica (power swings) y de voltaje.

Diversos estudios, realizados por los profesionales de las mismas empresas, con el apoyo de la CEPAL y la colaboración de la C.F.E., han permitido, por una parte, generar soluciones para paliar esos problemas y, por otra, identificar un número limitado de refuerzos de magnitud modesta que podrían --a un costo estimado de 80 millones de dólares-- mejorar considerablemente la confiabilidad de la operación.

No obstante las dificultades mencionadas, las interconexiones han permitido aprovechar importantes volúmenes de excedentes hidroeléctricos surgidos en Costa Rica (1982-1985) y en Honduras (1985 a la fecha), con la puesta en servicio de centrales hidroeléctricas de tamaño relativamente grande.

El valor acumulado de los intercambios netos en el decenio de 1980 fue de 2,750 GWh (véase el cuadro 2).

Cuadro 2

PRODUCCION E INTERCAMBIOS DE ENERGIA, 1980-1989

(GWh)

	Producción	Requerimiento interno	Intercambio		
			Exportación	Importación	Neto
<u>Total</u>	<u>106 417</u>	<u>106 417</u>	<u>2 746</u>	<u>2 746</u>	
Guatemala	16 156	16 020	152	16	136
El Salvador	16 214	16 350	16	152	-136
Honduras	13 122	12 260	1 258	396	862
Nicaragua	10 068	11 210	67	1 209	-1 142
Costa Rica	27 806	27 310	1 104	608	496
Panamá	23 051	23 267	149	365	-216

Nota: El bloque formado por Guatemala y El Salvador está aislado del formado por los otros cuatro países.

iii) Experiencia de ISA. ISA tiene experiencia en la planificación, construcción, operación y mantenimiento del sistema de interconexión nacional a 230 y 500 kV, que une los sistemas eléctricos de todas las empresas en Colombia y la operación coordinada a mínimo costo de los recursos energéticos para atención de la demanda de electricidad. Además, ha participado en la realización de los estudios de factibilidad técnico-económica y de diseño para la interconexión con Venezuela, línea Cuestecita (Guajira, Colombia)-Cuatricentenario (Zulia, Venezuela) a 230 kV.

iv) Experiencia venezolana. Desde 1964 se iniciaron en Venezuela los estudios que dieron origen a la primera línea a 400 kV y 600 km de longitud, que unía una gran central hidroeléctrica con los centros más poblados del país; este estudio fue realizado por una empresa consultora extranjera.

A partir de esa fecha, la experiencia venezolana se fue incrementando de forma notoria, ya que hoy en día el sistema eléctrico se encuentra totalmente interconectado.

La operación de una gran central hidroeléctrica (Guri), de 10,000 MW, ha permitido que los profesionales responsables del subsector eléctrico venezolano adquieran nuevos conocimientos, sobre todo en lo que a manejo de embalses de gran volumen de agua se refiere, así como en lo relativo a sistemas de transmisión de extra-alta tensión al manejar redes de 765 kV.

La experiencia venezolana, en cuanto a interconexiones internacionales, se limita a un modesto intercambio con Colombia mediante una línea a 115 kV. Sin embargo, se encuentra en etapa de diseño una interconexión a 230 kV que permitirá intercambios de hasta 200 MW, aproximadamente.

c) Capacidad técnica para estudios

La experiencia acumulada en los países de la región evidencia un alto grado de capacidad para desarrollar los estudios requeridos en las diferentes etapas del proyecto. Esta capacidad se refiere no sólo a la experiencia y calificaciones del personal, sino también a la disponibilidad de métodos y modelos desarrollados por las propias empresas, así como de equipos de cómputo.

En consecuencia, las instituciones participantes han decidido como estrategia aportar sus propios expertos, métodos y centros de cómputo para el desarrollo de tales estudios, y minimizar la utilización de consultorías externas.

2. Antecedentes de la entidad ejecutora

La entidad ejecutora del proyecto será la Unidad de Energía de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Subsede en México.

La Unidad de Energía de la CEPAL ha participado en el proceso de integración eléctrica del Istmo Centroamericano desde los orígenes de dicho proceso en los años cincuenta y sesenta. Desde entonces, la CEPAL desempeña la secretaría de dos organismos regionales de integración eléctrica: el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH), y el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE).

La Unidad tuvo a su cargo la elaboración, entre 1975 y 1979, del Estudio Regional de Interconexión Eléctrica (ERICA), un estudio de planificación regional que tenía el propósito de proveer una firme base técnico-económica para las decisiones sobre inversión en obras de interconexión en el Istmo.

Después de la conclusión del ERICA, la CEPAL promovió la transferencia a las empresas eléctricas de la metodología y modelos empleados en el estudio. Posteriormente, colaboró con dichas empresas en el diseño y gestión del Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA), que se ejecuta actualmente por el ICE; parte de él es financiado como una cooperación técnica no reembolsable del BID, y beneficia a los seis organismos nacionales de electrificación de América Central, ya que tiene como objetivo mejorar la capacidad técnica de las empresas para la operación integrada e incluye transferencia de tecnología y capacitación.

Por otra parte, desde 1982, cuando comenzaron a presentarse problemas operativos en la red interconectada de Centroamérica, la Unidad de Energía de la CEPAL ha coordinado la realización en México, por los profesionales de las empresas del Istmo y con la colaboración de la C.F.E., de 12 estudios en los que se han abordado problemas de operación y planificación tanto de las interconexiones como de las redes nacionales.

En conclusión, la Unidad de Energía de la CEPAL ha tenido experiencia en la coordinación de equipos de trabajo integrados con personal técnico de varias de las instituciones participantes en el presente proyecto, para la ejecución de estudios de integración eléctrica.

IV. DESCRIPCION DEL PROYECTO

A. Objetivos

1. Revisar los estudios realizados hasta la fecha, evaluar la forma en que se han implementado las interconexiones parciales que se encuentran operando y cuán exitosas han sido; analizar las perspectivas de integración para diferentes escenarios; realizar una evaluación técnico-económica de las opciones seleccionadas; estudiar alternativas de financiamiento, y producir recomendaciones sobre las acciones que deberán ser tomadas en el corto, mediano y largo plazos para definir la interconexión eléctrica en la región.

2. Determinar la prefactibilidad de interconectar, como una primera etapa, a Colombia y Venezuela con Panamá, por una parte, y a Guatemala y México, por la otra.

3. Identificar los refuerzos necesarios para que la red de interconexión eléctrica existente en el Istmo Centroamericano tenga capacidad para transportar los flujos de potencia y energía resultantes de las simulaciones de la operación interconectada.

4. Estimar los costos y los beneficios para sustentar los ulteriores estudios de factibilidad.

B. Actividades1. Actividades preparatorias

Previo al plazo de 10 meses especificado, se recopilarán los catálogos de proyectos (térmicos e hidroeléctricos) de los sistemas nacionales; se revisarán las metodologías y los criterios existentes en la región, y se definirá la que se empleará en los estudios a realizar. También se definirá en esta etapa el software a emplear en los estudios de energía, de flujos de potencia y de rentabilidad.

Dentro de los estudios previos a los de prefactibilidad y como una actividad importante de éstos, se recomienda revisar los realizados hasta la fecha en materia de integración eléctrica. Asimismo, se evaluará la forma como se han llevado a cabo las interconexiones parciales que se encuentran operando y sus resultados.

2. Actividades específicas

a) Se analizarán los planes de expansión vigentes y estimaciones de la demanda;

b) Se realizará una evaluación técnico-económica de las opciones seleccionadas de proyectos de generación y transmisión que sean factibles de incorporarse a los sistemas eléctricos con el fin de impulsar su integración;

c) Se analizarán las perspectivas de integración para diferentes escenarios. Para cada uno de estos escenarios se propondrán las alternativas de interconexión que permitan concretar los beneficios de la integración eléctrica;

d) Se formularán recomendaciones sobre las acciones que deberán tomarse en el corto, mediano y largo plazos para definir la interconexión eléctrica en la región;

e) Dentro del marco de una solución a largo plazo se determinará la prefactibilidad de interconectar, como una primera etapa, a Colombia con Panamá, por una parte, y a Guatemala con México, por la otra;

f) Se identificarán los refuerzos necesarios para que la red de interconexión eléctrica existente en el Istmo Centroamericano tenga capacidad para transportar los flujos de potencia y energía resultantes de las simulaciones de la operación interconectada;

g) Se estimarán los costos y los beneficios para sustentar los ulteriores estudios de factibilidad, y

h) Se harán estudios de esquemas de financiamiento alternativos para el desarrollo de los posibles proyectos recomendados para la integración de los sistemas eléctricos. (Véase el cronograma de actividades adjunto.)

La duración de este estudio se estima en 10 meses contados a partir del momento en que se disponga de los fondos requeridos.

3. Financiamiento

Pendiente.

PROYECTO: INTERCONEXION ELECTRICA DE LOS PAISES
DEL GRUPO DE LOS TRES Y DEL ISTMO CENTROAMERICANO

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES Y REQUERIMIENTOS DE PERSONAL (PRELIMINAR)

PREFACTIBILIDAD

Actividades	Años												Homb- meses requeridos	Duración (Semana)	Total hombres	Número de profesionales											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				CEPAL	CFE	CEAC	INDE	CEL	ENEE	INE	ICE	IRHE	ISA	EDELCA	
1- Actividades preparatorias (selección de metodología y software.)	****	****													6	1	1	2								1	1
2- Recolectar y analizar las estimaciones de demanda, catálogos de proyectos y planes de expansión de generación existentes.		* ****													11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3- Simular la operación futura para diferentes grados de integración (estudios de energía e intercambios de flujos).			****	****	****										10	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1
4- Dimensionar de manera preliminar las interconexiones y los refuerzos de transmisión requeridos (estudios eléctricos).					**	****	****	****	****	**					10	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1
5- Efectuar análisis de costo/beneficio y financieros (estudios económicos).										**	****	****			10	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1
6- Elaborar los términos de referencia detallados para los estudios de factibilidad.										**	****	****			5	1	1	1								1	1
7- Informe final.										**	**			4.6	4	5	1	1	1							1	1
8- Presentación a los países participantes.											**			0.9	2	2	2										
															59	9	7	5	4	4	4	4	4	4	4	7	7
															67												
															128.0												
															Hombres-mes												

Notas: 1) Se supone conocidas la duración de las actividades y los profesionales asignados a la ejecución de las mismas.
2) Los Hombre-mes requeridos se calculan dividiendo la duración en semanas entre 4.35 (365/(7*12)) y multiplicando el resultado por el total de hombres.

C. Organización

Los representantes del grupo de trabajo de interconexión eléctrica, reunidos en la ciudad de México, los días 10 y 11 de enero de 1991, acordaron adoptar la siguiente organización para la elaboración de los estudios de prefactibilidad:

1. Grupo de Dirección

Este grupo se encargará de la dirección global, seguimiento y evaluación de los estudios de prefactibilidad. Estará integrado por los representantes ante el Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica, con la colaboración de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), por intermedio de su Subsede en México, actuaría como secretaría técnica del Grupo de Dirección.

2. Unidad ejecutora

La unidad responsable de la ejecución del proyecto será la Unidad de Energía de la Subsede de la CEPAL en México.

3. Grupo técnico

El grupo técnico tendrá como responsabilidad la realización de los diferentes estudios. En él participarán profesionales de las empresas eléctricas que representan el Grupo de los Tres, así como del CEAC en representación de los países del Istmo Centroamericano, que coordinará la participación de las empresas eléctricas de esa subregión.

D. Recursos ^{6/}

Para la ejecución del proyecto se estima que serían necesarios los siguientes recursos:

^{6/} Se mencionan los rubros que los organismos participantes deberán definir de manera conjunta.

1. Humanosa) Entidad ejecutora-CEPAL

Se encargará de la logística en general, de los trabajos de secretaría, de la dirección --bajo los lineamientos del Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica--, de los estudios técnico-económicos, de la ejecución de informes, convocatorias, etc. La CEPAL será la responsable ante la agencia de financiamiento de entregar el producto final.

b) Profesionales de las empresas eléctricas participantes

La experiencia acumulada en los países de la región indica que existe capacidad para desarrollar la mayoría de los estudios con personal aportado por las empresas. Como parte de las actividades preparatorias, se definirán los perfiles y la disponibilidad de los recursos humanos requeridos para realizar los trabajos.

c) Servicios de consultoría

Se minimizarán los servicios de consultoría.

2. Equipos, metodologías, instalaciones y otros (aportados principalmente por las empresas participantes)

- a) Computadoras e instalaciones;
- b) Modelos de planificación;
- c) Simulación de intercambios;
- d) Estudios eléctricos (flujos de potencia), y
- e) Evaluaciones económicas.

V. PRESUPUESTO

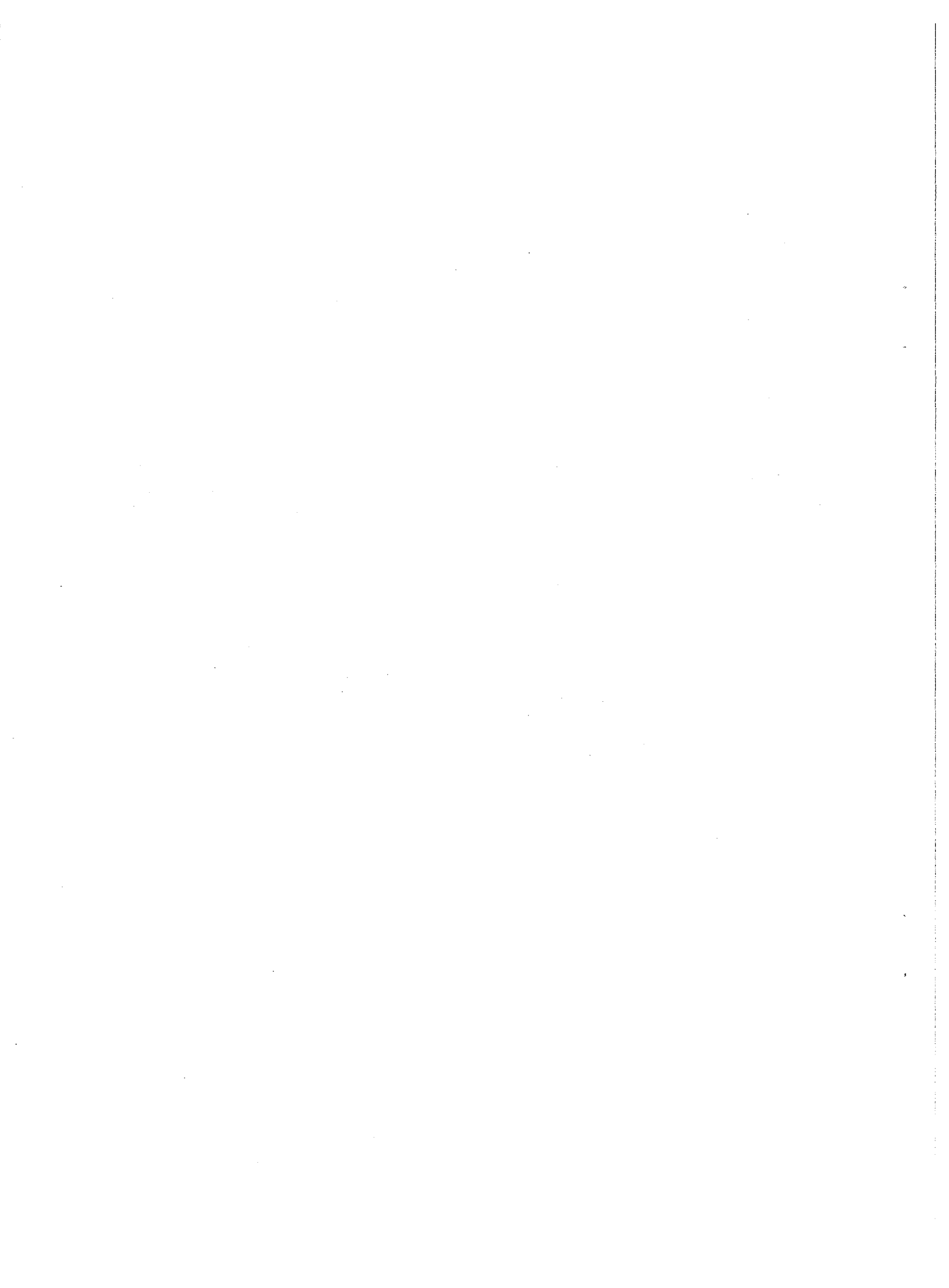
Pendiente.

VI. JUSTIFICACION

La realización de este proyecto será un primer paso para la definición de una integración gradual del subsector eléctrico de los nueve países participantes. El éxito del mismo sentará las bases para abordar etapas más avanzadas de ese proceso.

En efecto, al finalizar el proyecto se contará con una base de información común, una red de relaciones institucionales y profesionales, y estudios con criterios y métodos comunes para la planificación del desarrollo eléctrico a nivel regional. Ello permitirá disponer de una plataforma sólida para lanzar la nueva etapa de estudios sobre proyectos y acciones concretas, que sean técnicamente factibles, avaladas económicamente y que se justifiquen por las necesidades de las áreas.

Tomando en consideración los plazos adecuados, la integración tendrá como principales beneficios la reducción del costo total del abastecimiento de energía eléctrica, mediante un aprovechamiento más racional de los recursos energéticos de la región y el incremento de la confiabilidad del servicio por el efecto de la reserva compartida, la complementariedad de los regímenes hidrológicos, y la diversidad de las demandas.



AnexoGRUPO DE LOS TRES E ISIMO CENTROAMERICANO: GESTION DEL SECTOR
Y DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS1. Colombia

La atención de las necesidades de electricidad en Colombia es un servicio público a cargo del Estado. Su prestación se hace por medio de entidades oficiales del orden nacional, regional, departamental y municipal, y en algunos casos de carácter especial. (Véase el gráfico 1.)

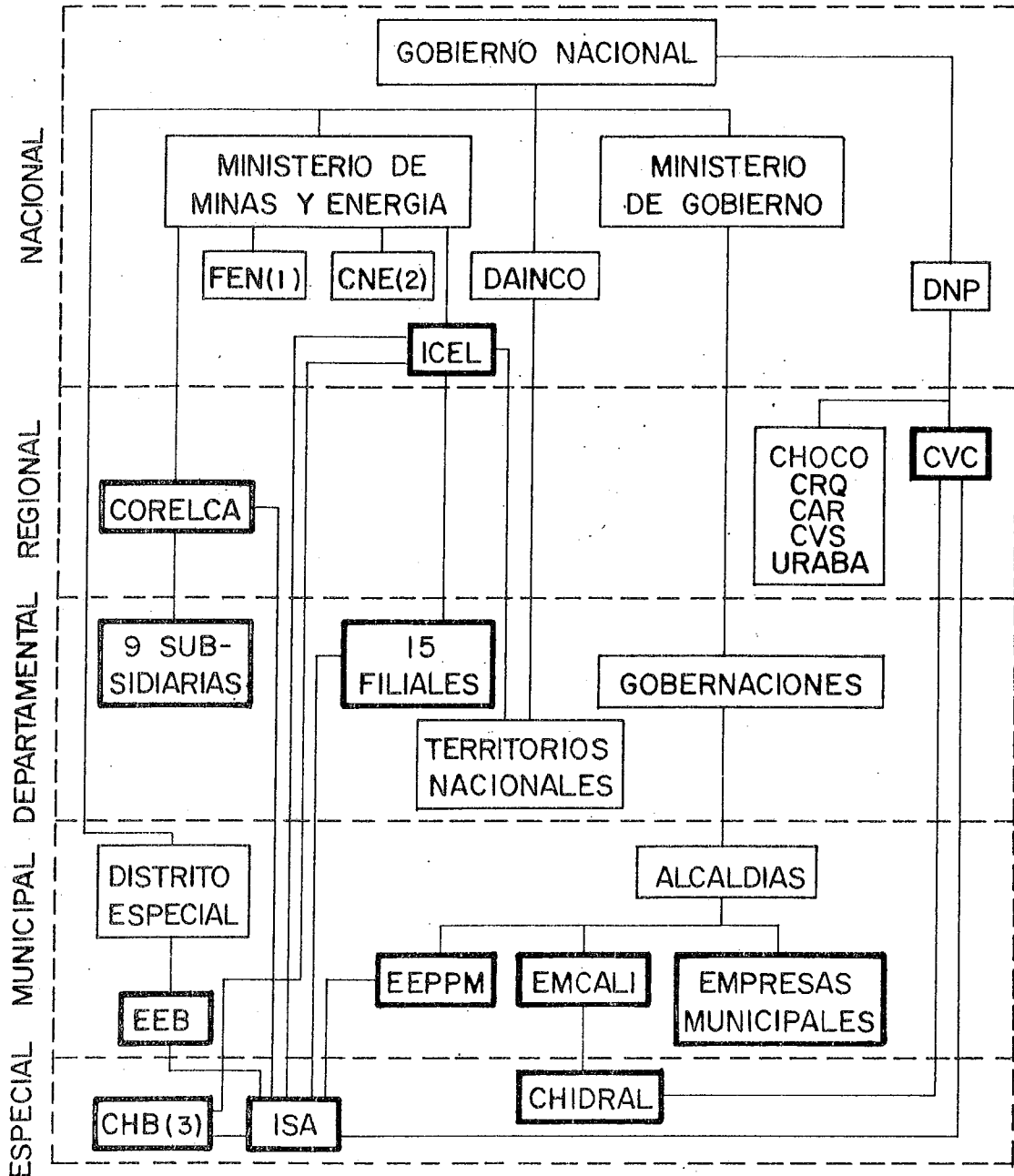
El Ministerio de Minas y Energía (MME), como organismo rector del sector energético y por intermedio de la Comisión Nacional de Energía (CNE), define las políticas y regulaciones para la utilización integral y racional de los recursos energéticos del país, en coordinación con el Departamento Nacional de Planeación (DNP), encargado de la elaboración de los planes de desarrollo económico y social en Colombia.

Las principales empresas de energía eléctrica nacieron y se consolidaron como fruto de esfuerzos regionales aislados, y en 1967 crearon a Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA) con el fin de interconectar sus sistemas y coordinar la operación conjunta, realizar una planeación integral de la expansión y de la operación y construir proyectos de generación que requieran del esfuerzo conjunto. ISA es una empresa industrial y comercial del Estado, constituida en forma de sociedad anónima por las siguientes empresas encargadas de la prestación del servicio en todo el país:

Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA). La EEEB y la EPPM son empresas de generación, transmisión y distribución que prestan servicio en y alrededor de Bogotá y Medellín, respectivamente. La CVC es una empresa de generación, transmisión y distribución, encargada del suministro en el Departamento del Valle del Cauca, en unión con las Empresas Municipales de Cali (EMCALI) que hacen la distribución en esta ciudad. El ICEL y la CORELCA son empresas de generación y transmisión con 15 y ocho empresas electrificadoras filiales, encargadas de la distribución en sus respectivos departamentos.

Gráfico 1

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



- (1) Financiera Energética Nacional
- (2) Comisión Nacional de Energía
- (3) Central Hidroeléctrica de Betania

- Empresas de Energía
- Entidades y Organismos de dirección y relacionados.

El ISA y la CNE son, por consiguiente, las entidades responsables de la planificación y coordinación de la expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica en el país, y también tienen a su cargo los asuntos relacionados con proyectos internacionales del sector eléctrico.

Adicionalmente, el MME cuenta con la Financiera Energética Nacional (FEN), creada con el objetivo de captar recursos internos y coordinar aspectos financieros.

La capacidad efectiva actual del sistema interconectado colombiano es de 8,370 MW; 78% hidroeléctrica y 22% termoeléctrica. La red del Sistema Eléctrico Colombiano está conformada por 524 km de líneas a 500 kV, 4,046 km a 230 kV y 6,340 km a 115 kV para cubrir las necesidades del país. La red de interconexión que une los sistemas regionales está conformada por líneas a 230 kV y 500 kV. (Véase el gráfico 2.)

En 1990, la demanda de electricidad fue de 34,200 GWh y 5,900 MW, con un crecimiento de 5% respecto del año anterior. Para el período 1991-2000 se espera un crecimiento de 5.1% anual promedio, a nivel nacional.

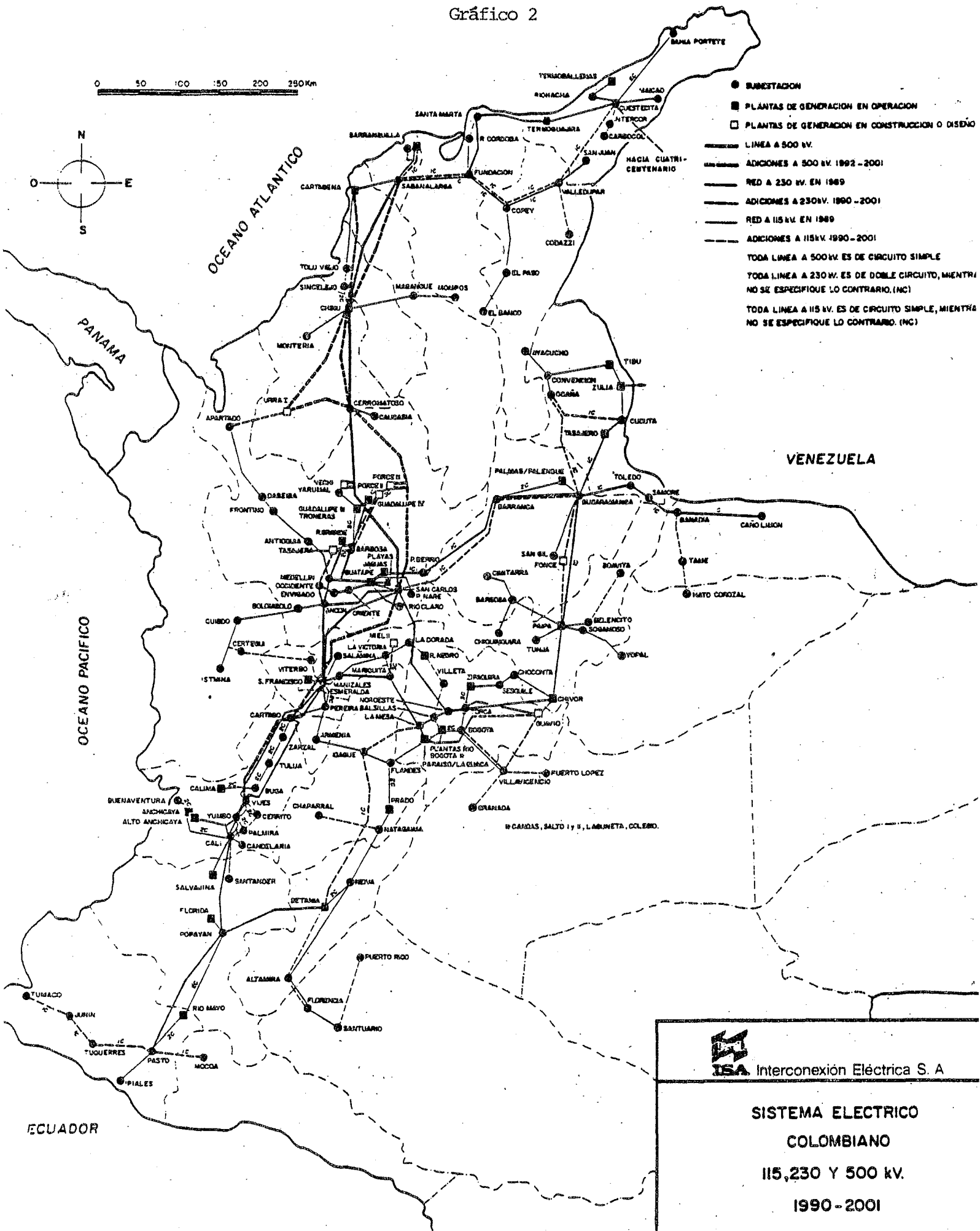
Para la atención de la demanda en el corto plazo se adelanta la construcción de los proyectos hidroeléctricos de Guavio (1,000 MW) y Riógrande II (322.5 MW), previstos para entrar en 1992 y 1993, respectivamente.

Para el mediano plazo se tienen los proyectos hidroeléctricos de Urrá I (340 MW), Miel II (385 MW) y Porce II (392 MW), aprobados en el plan de expansión para construcción, y que entrarán en operación entre 1998 y 1999. (Véase el gráfico 3.)

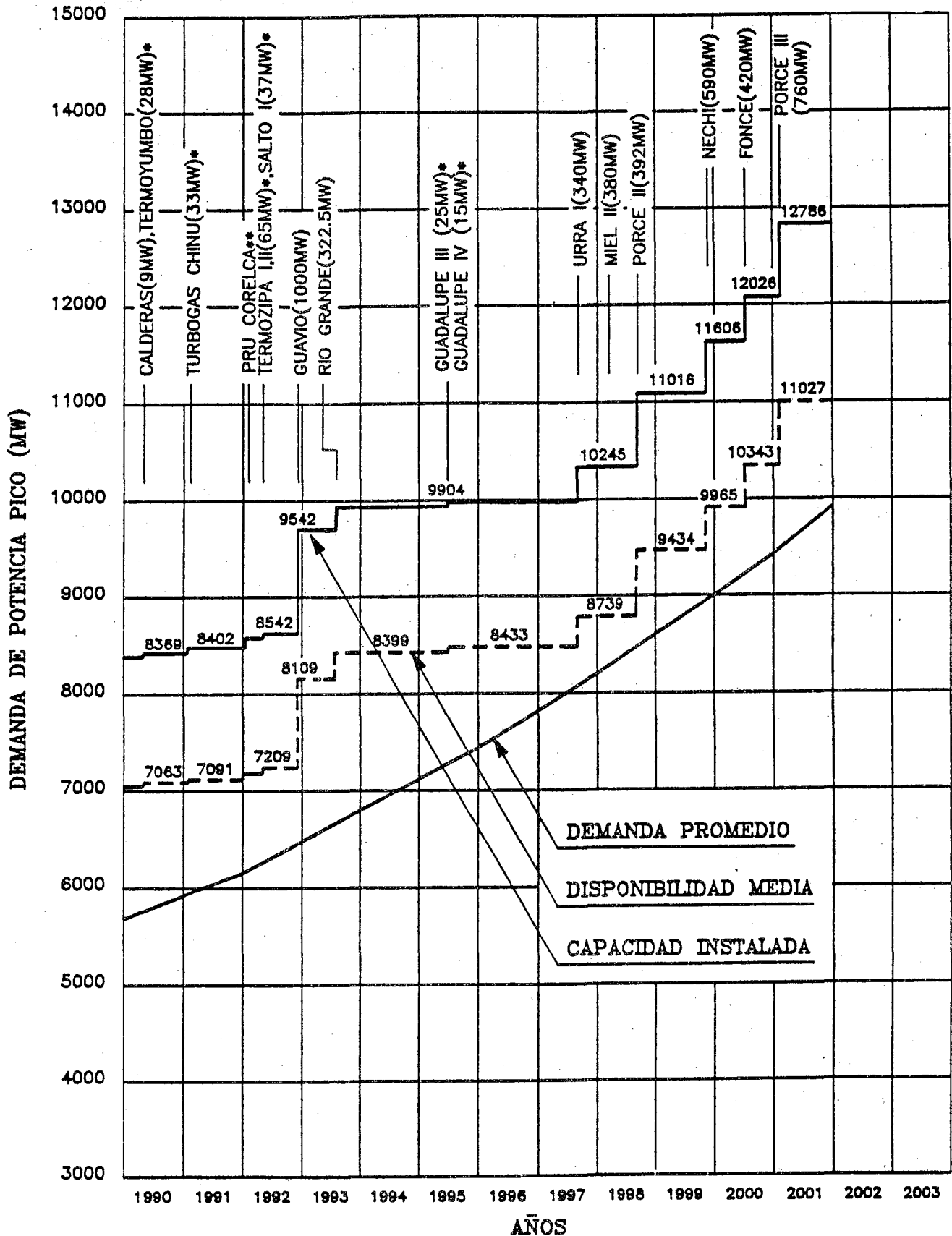
Para el largo plazo se dispone de los proyectos hidroeléctricos de Nechi A (590 MW), Fonce (420 MW) y Porce III (760 MW), aprobados en el plan de expansión para adelantar diseños, y previstos para entrar en operación entre los años 2000 y 2002. Con estos proyectos se llegará a 12,765 MW, 84.7% hidroeléctricos y 15.3% termoeléctricos. Adicionalmente, se tiene un amplio potencial de proyectos a diferentes niveles de estudio, conformado por unos 80,000 MW hidroeléctricos, de los cuales cerca de 12,000 MW cuentan con factibilidad terminada, y 3,000 MW a carbón.

Adicionalmente, se tiene un plan de expansión en transmisión hasta el año 2000 que incluye líneas a 500 kV y 230 kV para reforzar la red de interconexión y proyectos de compensación reactiva que incrementan la capacidad de transporte. Dentro de estos proyectos es necesario destacar la

Gráfico 2



**PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA
CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE DEL SISTEMA
INTERCONECTADO COLOMBIANO
1990-2001**



• UNIDADES EN RECONSTRUCCION O REPARACION: TERMOYUMBO, SALTO I, TERMOZIPIA I,II Y TURBOGAS CHINU, GUADALUPE III, IV.
 • PLAN DE RECUPERACION DE UNIDADES DE CORELCA: CHINU 4 (3.9 MW), RIO 10 (3.9 MW), BALLEENAS II (5.6 MW), BARRANQUILLA I-II (25 MW).

línea de las subestaciones de Cuestecita (Guajira, Colombia) y Cuatricentenario (Zulia, Venezuela), prevista para 1992, con una capacidad de intercambio del orden de 200 MW en condiciones normales de operación. El plan también considera las líneas Cerromatoso-Urrá I a 500 kV y Urrá I-Apartado a 230 kV para 1993, que determinan las subestaciones más próximas a la frontera con Panamá, Urrá I a unos 100 km, y Apartado a 50 km, aproximadamente. (Véase de nuevo el gráfico 2.)

Igualmente se tienen políticas que dan prioridad a los programas de recuperación de capacidad instalada, uso eficiente de la energía, reducción de pérdidas y sustitución de electricidad, con lo cual se espera incrementar la disponibilidad para atender la demanda.

2. Istmo Centroamericano

En los seis países de América Central, la gestión del subsector eléctrico está a cargo de las seis empresas eléctricas estatales: a) el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en Costa Rica; b) la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) en El Salvador; c) el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) en Guatemala; d) la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras; e) el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) en Nicaragua, y f) el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá.

La capacidad instalada de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano asciende en la actualidad a 4,100 MW, y está formada por 65% hidráulica, 4% geotérmica, 13% térmica bunker y 18% térmica diesel.

La capacidad instalada sólo aumentó 163 MW en los últimos seis años, un promedio de 32.6 MW por año, mientras que la generación se incrementó a razón de 5.6% anual. Esta discrepancia se debe, sobre todo, a que las empresas eléctricas han tenido que diferir inversiones a causa de la aguda crisis financiera que enfrentan, lo que provocó que se redujeran las reservas obtenidas de los grandes proyectos hidroeléctricos que entraron en servicio en el primer quinquenio de los años ochenta.

Los planes para ampliar la generación, previstos para el decenio, totalizan en la subregión 540 MW de geotermia, 914 MW de hidroeléctricas y 650 MW de térmicas (bunker y diesel). Adicionalmente, en los seis países se están ejecutando rehabilitaciones de las plantas generadoras que se justifiquen técnica y económicamente. Asimismo, existen varios proyectos

para administrar la demanda, reducir las pérdidas y promover la cogeneración. Todo ello con el propósito de aliviar la situación que se prevé crítica para lograr el balance oferta-demanda si sólo se actúa por el lado de la oferta.

Pese a lo anterior, existe un déficit financiero difícil de superar en el subsector eléctrico de América Central: en el primer quinquenio del decenio de 1980, las inversiones ascendieron, en promedio, a 500 millones de dólares al año, en tanto que en el segundo éstas se redujeron a 200 millones anuales en promedio. Los planes de expansión vigentes para este decenio para las adiciones de generación, transmisión y distribución son más bien modestos; comprenden unidades generadoras de tamaño reducido, para una estimación de crecimiento de la demanda ligeramente superior al 5.5% anual. Pese a ello, cálculos conservadores indican que se requerirían 7,600 millones de dólares a lo largo del decenio para poder concretar dichos planes de expansión.

Los niveles de tensión actualmente en servicio en las redes de transmisión nacionales e interconectadas son de 69, 115, 138 y 230 kV. (Véase el gráfico 4.) En el cuadro adjunto se presentan algunos datos para los sistemas eléctricos nacionales del Istmo Centroamericano.

3. México

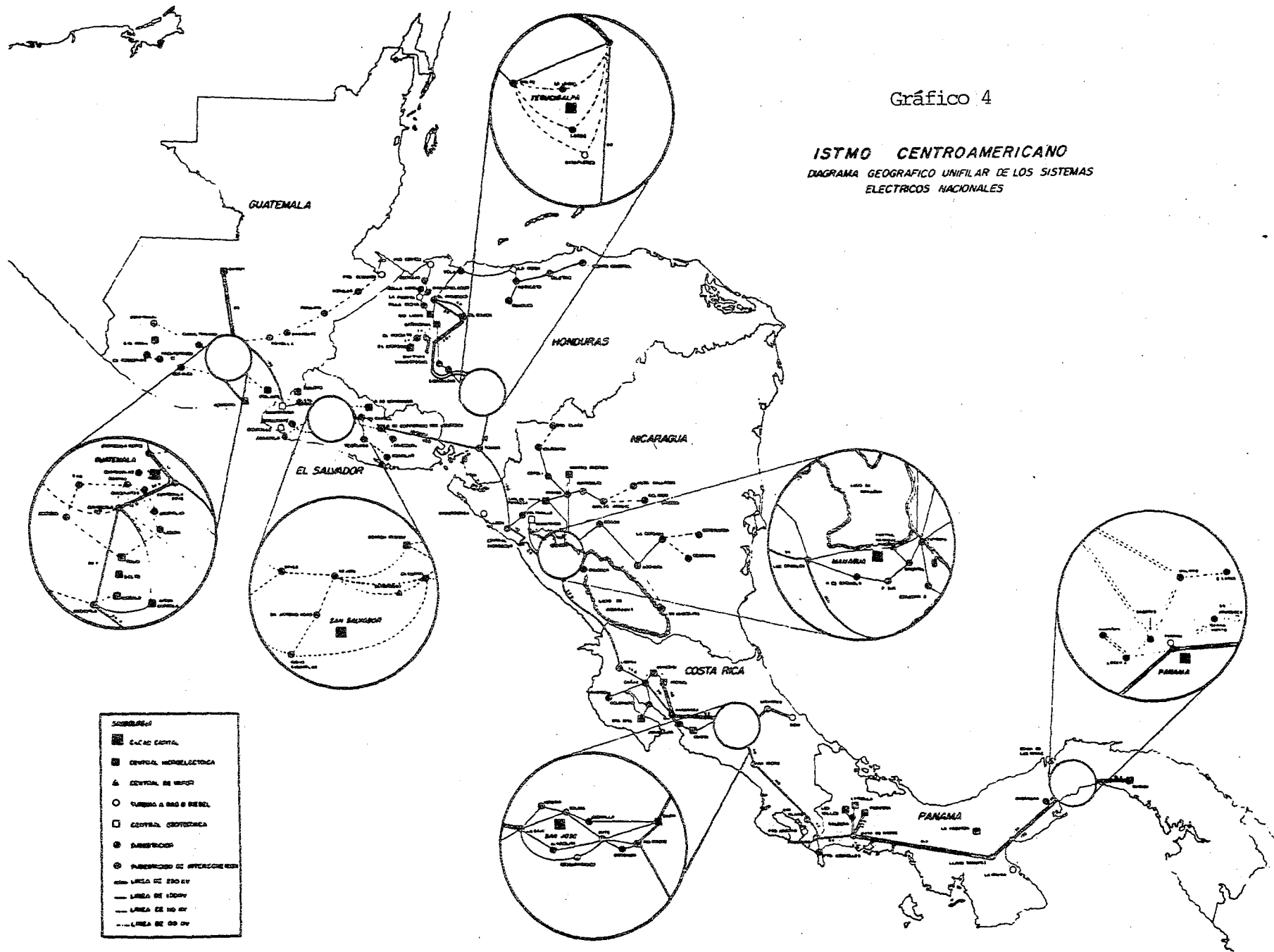
La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) es la entidad del Gobierno de México que define las políticas energéticas y regula las actividades de las dos empresas paraestatales del sector energético: Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) y Petróleos Mexicanos (PEMEX).

La Comisión Federal de Electricidad es la entidad paraestatal del Gobierno de México, responsable de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio nacional. La C.F.E. tiene actualmente una capacidad instalada de aproximadamente 25,000 MW, una generación neta anual de más de 109,000 GWh, y da servicio a aproximadamente 15.5 millones de consumidores.

La capacidad instalada está distribuida en 8,000 MW en centrales hidroeléctricas, 16,000 MW en unidades térmicas (10,800 a vapor alimentadas con combustóleo y gas, cerca de 3,300 en ciclo combinado y turbinas a gas, 1,200 MW a vapor alimentadas con carbón, y una unidad nucleoelectrica de 675 MW), y 700 MW en plantas geotérmicas. Además, una longitud de 56,000 km de líneas de transmisión a voltajes superiores a 115 kV, y 255,000 km de

Gráfico 4

ISTMO CENTROAMERICANO
 DIAGRAMA GEOGRAFICO UNIFILAR DE LOS SISTEMAS
 ELECTRICOS NACIONALES



Cuadro
ALGUNOS DATOS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS, 1989

	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Producción de energía (GWh)				KWh/habitante	Nivel de electrificación (%)
			Total	Geo	Hidro	Térmica		
México	25 189	17 570	110 103	4 675	24 200	81 228	1 285 ^{a/}	87
Guatemala	804	461	2 193	—	2 086	108	238	31
El Salvador	650	391	1 976	407	1 419	149	328	48
Honduras	525	316	1 988	—	1 988	—	271	34
Nicaragua	360	237	1 224	358	534	333	266	38
Costa Rica	869	658	3 348	—	3 318	31	1 043	90
Panamá	883	446	2 545	—	2 174	371	838	58
Istmo Centroamericano	4 091	2 509	13 272	765	11 519	992	399	47
Colombia	8 370	5 731	32 349	—	26 473	5 876	1 254 ^{a/}	
Venezuela	17 729	7 710	54 488					90

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Corresponden a 1988.

líneas de distribución repartidas en más de 100 zonas en que se divide el sistema eléctrico. (Véase el gráfico 5.)

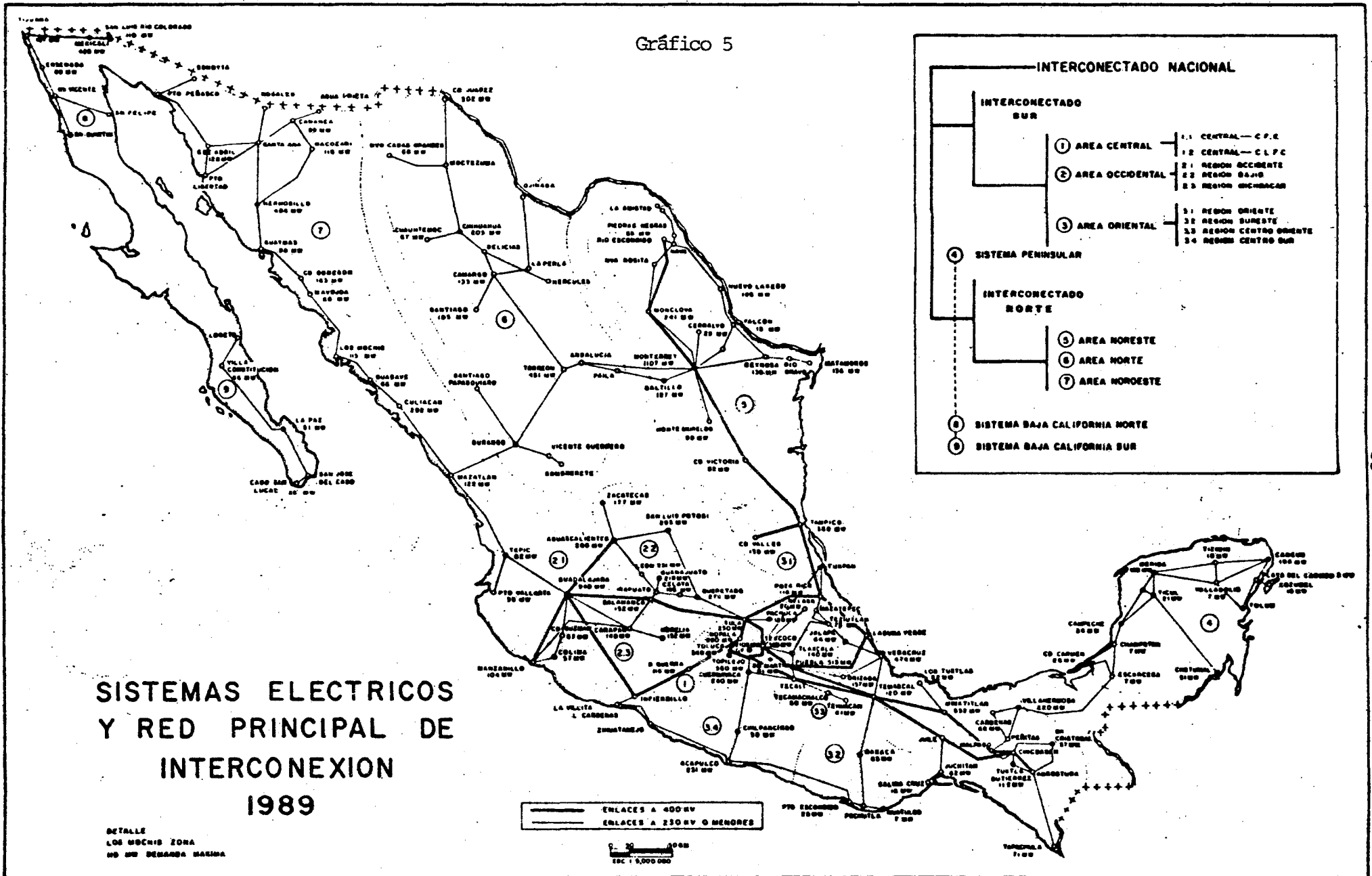
En 1990 se registraron 114.9 TWh y 19.9 GW de energía necesaria bruta y demanda máxima no coincidente, respectivamente, de los cuales, 1.9 TWh con 220 MW correspondieron a un contrato de exportación a los Estados Unidos, de capacidad firme de la planta geotérmica de Cerro Prieto en Mexicali, Baja California Norte.

Durante los últimos años, debido a restricciones financieras, la C.F.E. se vio obligada a reducir la inversión en la expansión de su sistema de potencia, requerida para atender el crecimiento de la demanda. Como resultado, la C.F.E. ha tenido que reducir los márgenes de reserva recomendables para mantener una calidad y continuidad adecuada del servicio, y las pérdidas totales de energía han aumentado ligeramente hasta alcanzar un valor de 13% de la energía generada neta. Para remediar esta situación, la C.F.E. ha emprendido, con el apoyo financiero de entidades multilaterales de crédito, la ejecución de un plan de inversiones que compensa buena parte del rezago y que comprende programas de rehabilitación de centrales de generación y otras instalaciones, de manera que pueda utilizar en forma más eficiente los recursos disponibles.

El programa de expansión prevé alcanzar una capacidad instalada de 44 GW en 1999, con adiciones orientadas a la diversificación de las fuentes de generación: 3.2 GW de hidroeléctricas, 0.7 GW de nucleoeeléctricas, 2.1 GW de carboeléctricas, 9 GW de centrales duales, 3.2 GW de hidrocarburos y 0.3 GW de geotérmicas. En lo que respecta a las adiciones de transmisión, los planes de expansión de la CFE contemplan la construcción en este decenio de 5,580 km de líneas de 400 kV y 3,784 km de 230 kV.

Uno de los principales centros de generación hidroeléctrica es la cuenca del Río Grijalva, en el sureste del país. En ella se encuentran instaladas cuatro centrales hidroeléctricas en cascada: Angostura, Chicoasén, Malpaso y Peñitas, con una capacidad total de 3,900 MW. Angostura es el principal embalse del país, tanto por su capacidad de almacenamiento --de regulación interanual-- como por su efecto amplificado de producción, al turbinarse la misma agua en las cuatro centrales generadoras. Este centro de producción se conecta al principal centro de carga, el Valle de México, a través de una red de transmisión formada por varias líneas en paralelo de 400 kV, algunas de ellas con capacitores serie y un compensador estático de

Gráfico 5



Vars de ± 300 MVAR en la subestación Tenascal. Se describe con mayor detalle esta sección de la red eléctrica mexicana, debido a que la interconexión con América Central sería posible realizarla desde la subestación Angostura. (Véase de nuevo el gráfico 5.)

Hay dos líneas de 115 kV de la subestación robusta más cercana al Istmo (Angostura) hacia la zona fronteriza con Guatemala (Belisario Domínguez). Sin embargo, no tienen capacidad para lograr una interconexión sincrónica entre los sistemas eléctricos de México y del Istmo Centroamericano, por lo que sería necesario construir líneas adicionales.

4. Venezuela

El sector eléctrico venezolano está formado por diversas empresas públicas y privadas.

Existen cuatro empresas públicas: la C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), Electrificación del Caroní, C.A. (EDELCA), Energía Eléctrica de Venezuela, C.A. (ENELVEN) y C.A. de Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENERBAR). Su capital lo aportan sólo dos institutos autónomos: Fomento de Inversiones de Venezuela (FIV) y la Corporación Venezolana de Guayana (C.V.G.), esta última con acciones únicamente en EDELCA.

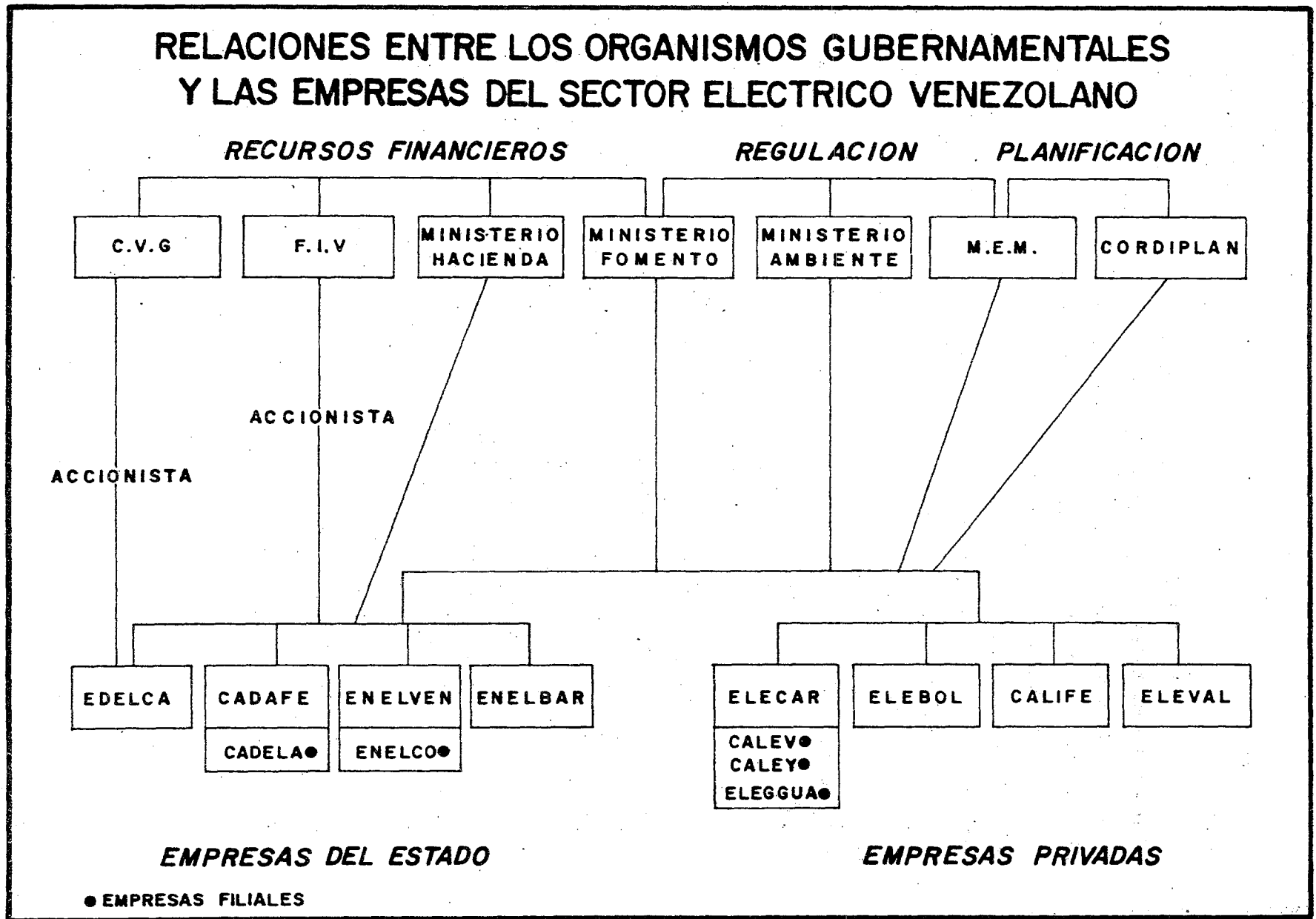
Las empresas privadas que prestan este servicio público son siete y se encuentran concentradas básicamente en las grandes ciudades. Todas ellas conservan autonomía en cuanto a su organización y prestación del servicio, pero están sometidas a regulaciones emanadas directamente del Ejecutivo Nacional.

Los organismos gubernamentales que intervienen en el sector eléctrico en materia de regulación y control de las actividades de las empresas son: el Ministerio de Energía y Minas (MEM), encargado de la formulación de políticas y el desarrollo y control de las actividades en materia de energía; el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (MARNR) y el Ministerio de Fomento, al cual le compete fijar los precios y tarifas.

En la planificación del sector intervienen el Ministerio de Energía y Minas y la Oficina Central de Coordinación y Planificación (CORDIPLAN). En el gráfico 6 se presenta la relación entre los organismos señalados y las empresas prestatarias del servicio.

En 1990, el país contaba con una capacidad de generación de 18,000 MW, de los cuales el 61% era de origen hidroeléctrico (10,360 MW de EDELCA y

Gráfico 6



620 MW de CADAFE) y el resto estaba repartido entre plantas a gas y turbinas a vapor.

En 1968 se firmó el primer contrato de interconexión entre las principales empresas del país. Se constituyó así la oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), cuyo objetivo es coordinar, operar y planificar el sistema interconectado. Estas funciones se llevan a cabo por medio de un comité de operaciones y uno de planificación. El primero se encarga de coordinar la operación de la red de transmisión y asignar las unidades de generación, y el segundo, de elaborar los estudios del Sistema Interconectado Nacional que permitan determinar las ampliaciones requeridas.

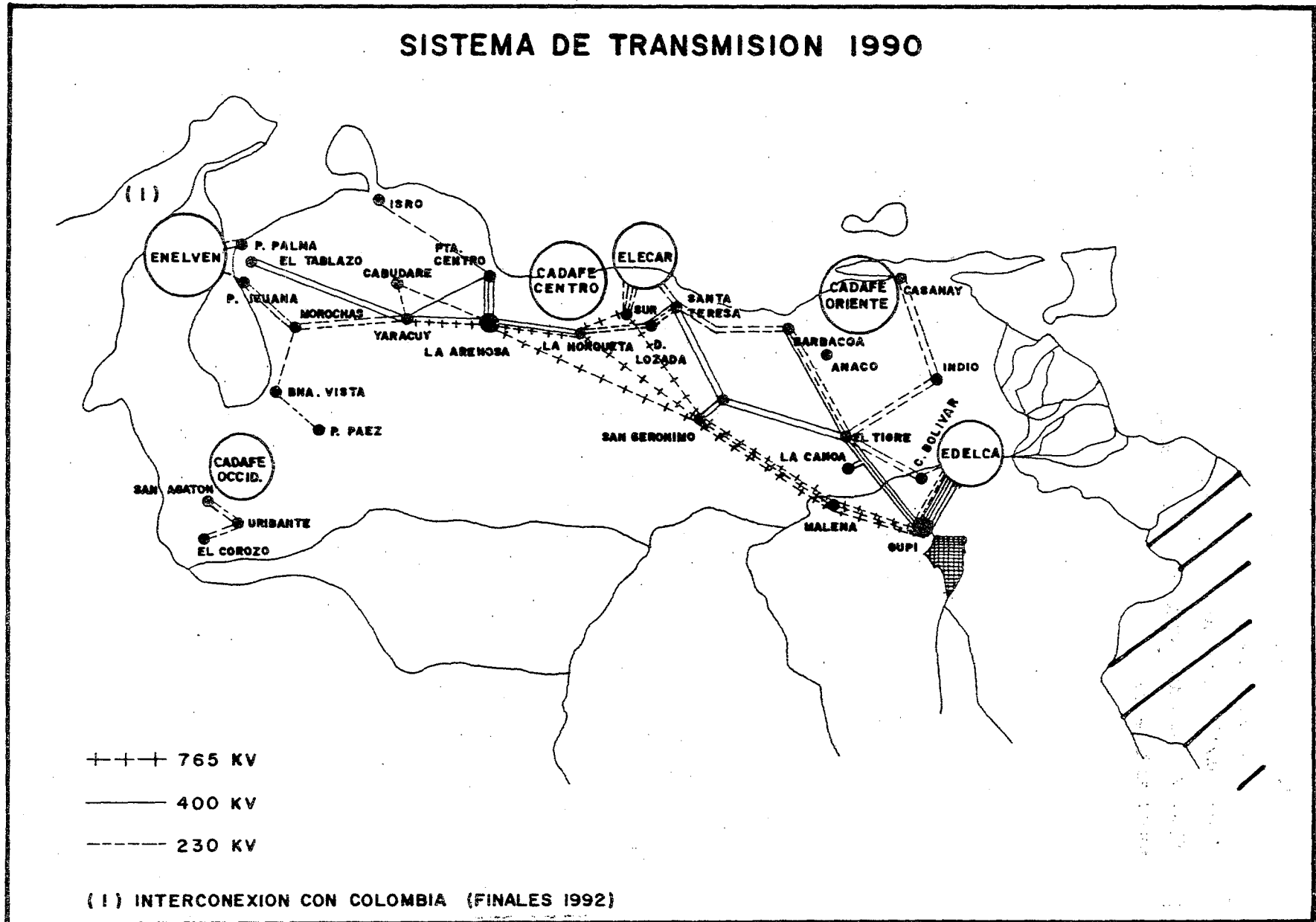
Casi todo el territorio venezolano se encuentra interconectado mediante la red troncal de transmisión, la cual atraviesa el país desde la región suroriental hasta la noroccidental. Actualmente consta de tres líneas a 765 kV, con un total de 1,739 km y 2,223 km de líneas a 400 kV. (Véase el gráfico 7.) Además, se cuenta con 2,800 km a 230 kV, 6,558 km de líneas a 115 kV, que cubren prácticamente todo el territorio nacional.

En materia de intercambios de energía con otros países, existe una pequeña interconexión a nivel de 115 kV con Colombia en la región suroccidental del país. Por otra parte, se encuentra en etapa de construcción una línea a 230 kV en la región noroccidental, la cual se espera entre en operación en 1992.

Para el corto, mediano y largo plazos existen los planes siguientes:

a) En el corto plazo, maximizar el uso de energía de la central hidroeléctrica de Guri y sustituir el consumo de combustibles líquidos del petróleo por gas e hidroelectricidad.

b) Para el mediano plazo se tiene previsto incorporar al sistema dos plantas hidroeléctricas, Macagua II y Caruachi, ubicadas en la misma cuenca que la Planta Guri en la región suroriental del país. Con la entrada en operación de estas plantas, el sistema eléctrico contará con 4,800 MW adicionales.



3. En el panorama del largo plazo se prevé la puesta en operación de la planta hidroeléctrica Tocoma, la instalación de plantas térmicas así como, aguas arriba de la planta Guri, de las nuevas plantas hidroeléctricas Tayucay, Auraima, Aripichi y Eutobarima, cuya capacidad ascenderá a 9,400 MW, aproximadamente.