



Distr.  
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.254  
(CCE/SC.5/GRIE/XIV/5)  
26 de octubre de 1990

ORIGINAL: ESPAÑOL

---

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano

Subcomité Centroamericano de Electrificación  
y Recursos Hidráulicos

Decimocuarta Reunión del Grupo Regional de  
Interconexión Eléctrica

Tegucigalpa, Honduras, 29 y 30 de octubre de 1990

INTERCONEXION ELECTRICA MESOAMERICANA

Propuesta para un Estudio de Prefactibilidad

(Versión preliminar)



## INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
1. Resumen	3
2. Descripción de los sistemas eléctricos	5
a) Colombia	5
b) Istmo Centroamericano	11
c) México	12
3. Propuesta del estudio de prefactibilidad	12
a) Beneficios	12
b) Objetivos	15
c) Alcances	16
d) Organización	17
e) Presupuesto	17



## PRESENTACION

Esta propuesta se elaboró en coordinación con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) para ser presentada en la Vigésimoprimera Reunión de Ministros, que se efectuará en Río de Janeiro, Brasil, el próximo mes de noviembre de 1990. Posteriormente, funcionarios de la OLADE formularán el presupuesto y le agregarán diagramas unifilares para ampliar la información técnica.

Se presenta a consideración de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano durante la Decimocuarta Reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE).



1. Resumen

Los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano se encuentran interconectados en dos bloques: por una parte, Guatemala y El Salvador en el norte y, por la otra, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá en el sur. Se encuentran avanzadas las gestiones para que el Gobierno de México financie, con fondos provenientes del Acuerdo de San José, la interconexión en 230 kV entre Honduras y El Salvador, único tramo faltante para que queden interconectados los seis sistemas eléctricos de América Central.

Los sistemas de potencia de Colombia y México han alcanzado un nivel avanzado de integración nacional, ya que en ambos países se encuentran interconectados los principales subsistemas eléctricos regionales.

Desde fines de los años setenta se han presentado diversas iniciativas para promover la interconexión mesoamericana, Colombia-Istmo Centroamericano-México. <sup>1/</sup> La crítica situación económica y financiera, que afecta a la mayoría de las empresas eléctricas de América Latina y el Caribe, da vigencia y oportunidad a las iniciativas para promover las interconexiones eléctricas internacionales. Sin embargo, la misma crisis financiera obliga a que esas iniciativas se sustenten sobre bases sólidas y realistas con respecto a los beneficios que podrían aportar. Por este motivo, en esta nota se propone realizar un estudio de prefactibilidad para lograr, a largo plazo y en diversas etapas, la interconexión mesoamericana.

El estudio propuesto cubriría una primera etapa de un proyecto de interconexión mesoamericana; consideraría el refuerzo de la red de interconexión regional en América Central y la formación de dos polos de interconexión regional: en la parte sur mediante la interconexión Colombia-Panamá y en la parte norte, Guatemala-México. Para el primer caso se propone considerar una línea aislada a 500 kV, operando inicialmente en 230 kV; para el segundo caso se sugiere que la interconexión se construya en 400 kV e inicie operaciones en 230 kV. Ello en función de las tensiones que al presente están en servicio en Colombia, México y el Istmo Centroamericano.

---

<sup>1/</sup> Véase, Bernardo Quintana Arriola, Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: un planteamiento, septiembre de 1980. Esta iniciativa fue reactivada en el segundo quinquenio de los años ochenta por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), al contratar una consultoría (señor Vázquez Praderi) para evaluar de manera preliminar las alternativas técnico-económicas de este proyecto.

En esta primera etapa se estudiaría el reforzamiento de la red de interconexión regional de América Central, mediante la complementación de la red de 230 kV. Además de requerirse la construcción del tramo faltante entre Honduras y El Salvador (160 km), es probable que será necesario reforzar la red de transmisión nacional de El Salvador --que cuenta con líneas de 115 kV-- por medio de una línea de 230 kV (aproximadamente 150 km) superpuesta a la red existente; asimismo, faltaría construir un tramo (60 km) en la zona metropolitana de San José, Costa Rica, para completar la red de 230 kV. También se analizaría la conveniencia de introducir refuerzos de compensación reactiva, que resultan muy atractivos desde los puntos de vista técnico y económico, para aumentar los límites de transmisión y mejorar la confiabilidad operativa de redes longitudinales, como es el caso en América Central. Esta definición preliminar para los refuerzos se basa en el hecho de que los planes de expansión vigentes del Istmo para el presente decenio comprenden centrales --las más grandes de 100 MW--, cuya generación será absorbida de inmediato por las demandas nacionales y no se presentarán excedentes de energía hidroeléctrica y geotérmica significativos, lo que sí ocurrió en los años ochenta, período en el que entraron en operación proyectos hidroeléctricos de 300 MW en varios países.

El estudio de prefactibilidad incluiría los tres tipos de evaluaciones tradicionales: a) evaluaciones de energía (incluyendo costos de producción); b) estudios eléctricos (flujos de potencia, fallas y estabilidad), y c) estudios económicos para valorizar los costos y los beneficios de la interconexión. Asimismo, se elaboraría un convenio de operación el cual describiría los tipos de transacciones de potencia, energía y transmisión (porteo) así como una propuesta para determinar los costos y repartir los beneficios.

Se propone que el proyecto sea dirigido por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), con el apoyo y asesoría de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Asimismo, se contaría con la participación de profesionales de las empresas eléctricas de los ocho países involucrados y con dos consultores internacionales, expertos en estudios de interconexión. Esta propuesta de organización representa una acción específica para dar cumplimiento a la Decisión XX/D/238, emanada de la

Vigésima Reunión de Ministros, realizada en Lima, Perú, el 26 y 27 de octubre de 1989.

Se estima que este estudio de prefactibilidad daría la pauta para una integración energética mesoamericana más profunda, pudiendo comprender tanto alcances más ambiciosos de interconexión eléctrica como otros campos de intercambio energético (carbón, petróleo y gas natural). Esta iniciativa podría ampliarse en sus alcances e incorporar a Venezuela, en el marco de las actividades que viene realizando el "Grupo de los Tres" (Colombia, México y Venezuela), para impulsar la integración energética de América Latina.

## 2. Descripción de los sistemas eléctricos

### a) Colombia

La gestión del subsector eléctrico de Colombia está a cargo de cinco empresas oficiales y la compañía Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA), creada por las cinco empresas con el propósito de interconectar los sistemas y coordinar la operación y planificación nacionales.

En 1989, el sistema eléctrico colombiano tenía una capacidad instalada de 8,370 MW, de los cuales el 78% era hidráulica y el resto térmica. La energía disponible en ese año fue de 32,370 GWh, incluyendo 191 GWh que Colombia importó de Venezuela. La energía generada en 1989 ascendió a 32,180 GWh; el 82% fue hidroeléctrica y el 18% térmica (véase el cuadro adjunto). Las redes de transmisión incluyen líneas de 115, 230 y 500 kV. (Véase el diagrama 1.) El punto más factible para una interconexión entre Colombia y Panamá sería la subestación del proyecto hidroeléctrico Urrá I, en Colombia y la subestación de Panamá. (Véase el diagrama 2.)

El plan de expansión de la generación para este decenio incluye el desarrollo de siete proyectos hidroeléctricos con un total de 3,444 MW. El proyecto Guavio, formado por cinco unidades de 200 MW, entraría en servicio en 1992. El proyecto Urrá I, de 340 MW, iniciaría operaciones en 1997. Con la entrada en servicio de estos proyectos es muy probable que Colombia tenga excedentes de energía hidroeléctrica que podrían aprovecharse en América Central para sustituir energía eléctrica producida con derivados de petróleo.

ALGUNOS DATOS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS, 1989

	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Energía disponible (GWh)	Nivel de electrificación (%)	Kwh/ habitante
<u>Istmo Centroamericano</u>	<u>4 092</u>	<u>2 509</u>	<u>13 292</u>	<u>47</u>	<u>399</u>
Costa Rica	869	658	3 502	90	1 043
El Salvador	650	391	1 979	48	328
Guatemala	804	461	2 189	31	238
Honduras	525	316	1 694	34	271
Nicaragua	360	237	1 232	38	266
Panamá	883	446	2 695	58	838
Colombia	8 370	5 698	32 370	...	1 254 <sup>a/</sup>
México	24 500	17 200	108 800	87	1 285 <sup>a/</sup>

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Corresponden a 1988.

Diagrama 1  
Colombia



### LOCALIZACION DE LA RED DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

CONVENCIONES:

LINEAS DE TRANSMISION

-  500 kV.
-  230 kV.
-  115 kV.

SUBESTACIONES

-  500 kV.
-  230 kV.
-  115 kV.



b) Istmo Centroamericano

En los seis países de América Central, la gestión del subsector eléctrico está a cargo de empresas 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 proyectos hidroeléctricos de gran dimensión, 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).

Existe un déficit financiero insuperable 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 de nuevo el diagrama 2). En el cuadro adjunto se presentan algunos datos para los sistemas eléctricos nacionales del Istmo Centroamericano.

c) México

Se cuenta en México al presente con una capacidad instalada de 25,250 MW, formada por 31% hidráulica, 61% térmica, 3% geotérmica y 5% carbón. En la capacidad térmica se incluyen siete plantas tipo ciclo combinado y la primera unidad nucleoelectrica del país (Laguna Verde) de 650 MW. La mayor tensión que se utiliza en México es de 400 kV. Las redes troncales nacionales son de 230 y 400 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 Vars de ( $\pm$ ) 300 MVAR en la subestación Temascal. 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 el diagrama 3.)

Hay dos líneas de 115 kV de 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. Una alternativa que se sugiere considerar es la instalación de dos líneas aisladas a 400 kV, que operarían inicialmente en 230 kV.

### 3. Propuesta del estudio de prefactibilidad

a) Beneficios

La primera etapa de la interconexión mesoamericana, cuyo estudio de prefactibilidad se propone abordar, tendría los siguientes beneficios:

i) Aumentar la integración física e institucional del subsector eléctrico mesoamericano.

ii) Aumentar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el mediano plazo para los sistemas eléctricos involucrados. Esto se lograría al aprovechar la complementariedad de los regímenes hidrológicos y la diversidad horaria de las demandas.

iii) Lograr ahorros económicos mediante una operación coordinada de los sistemas eléctricos, desplazando generación de mayor costo mediante transacciones de intercambio internacionales. Asimismo, se podrían obtener ahorros "almacenando" agua de los sistemas con menor capacidad de regulación en los embalses de mayor tamaño. Por ejemplo, en época de lluvias, en El Salvador y Guatemala se derrama en general agua por falta de capacidad en los embalses y por no poderse acomodar más generación en sus curvas de carga. En estos casos se podría aumentar la generación y "guardar" el agua en el embalse de Angostura, de México, y posteriormente recuperar esa energía compartiendo los beneficios entre los países involucrados.

iv) Reducir los riesgos de desabastecimiento de energía eléctrica en los países participantes, debido a retrasos de entrada en servicio de nuevos proyectos así como por la ocurrencia de años con hidraulicidad baja.

v) Contar con un recurso alternativo para enfrentar las incertidumbres técnicas y financieras, cada vez mayores, que enfrentan los sistemas eléctricos.

## b) Objetivos

El estudio tendría los objetivos siguientes:

i) Determinar la prefactibilidad de interconectar, como una primera etapa de interconexión mesoamericana, a Colombia y Panamá por una parte, y Guatemala y México, por la otra.

ii) 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.

iii) Valorizar los costos y los beneficios para sustentar los ulteriores estudios de factibilidad.

iv) Elaborar una versión inicial del convenio de operación, en el que se describirían los tipos de transacciones, los procedimientos para definir los cargos para las distintas transacciones, las configuraciones de las subestaciones y los esquemas de protecciones en los puntos de interconexión.

Este instrumento incluiría, además de los procedimientos operativos y contables, los procedimientos de comunicación y de intercambios de información, que permitirían concertar las transacciones con agilidad.

c) Alcances

Se propone que el estudio comprenda los siguientes aspectos: i) revisión y actualización, por parte de cada país, de sus estimaciones de demanda y planes de expansión; ii) determinación de un escenario base, en el cual las adiciones de generación serían definidas por cada país de manera autónoma; iii) determinación de un segundo escenario, en el cual se incorporarían proyectos de un tamaño mayor al de los incluidos en los planes de expansión nacionales, con el fin de analizar su conveniencia, por economías de escala, con la participación de varios países, y iv) estudios de redes eléctricas con el propósito de dimensionar, de manera preliminar, los refuerzos necesarios para manejar la potencia y la energía que resulten en los dos escenarios antes descritos.

No se pretende, en el segundo escenario, que la planificación sea conjunta; los sistemas eléctricos nacionales mantendrían su autonomía energética, pero se evaluarían proyectos que actualmente están "congelados" o se han pospuesto hasta después del año 2000, debido a su mayor tamaño en relación con las demandas nacionales que no hacen costeable su construcción. Entre los proyectos hidroeléctricos de este tipo pueden mencionarse Urrá II de Colombia, Changuinola de Panamá, Boruca de Costa Rica, Copalar de Nicaragua, el Tigre, proyecto binacional entre Honduras y El Salvador, y Boca del Cerro, también binacional entre Guatemala y México.

Para cada uno de los escenarios mencionados en el párrafo anterior se simularía la operación futura, tanto autónoma como coordinada, y se valorizarían los beneficios económicos que se obtendrían al concretarse los intercambios de energía resultantes.

Con base en las tensiones existentes en Colombia, América Central y México, se propone que se analicen con detalle las alternativas de interconectar Colombia con Panamá mediante una línea de 500 kV, operando inicialmente a 230 kV, y Guatemala con México por medio de una o dos líneas de 400 kV, también operando inicialmente en 230 kV.

d) Organización

Se propone establecer un grupo técnico integrado por representantes de los países involucrados. Con el propósito de fortalecer al CEAC, que empezó sus operaciones en agosto de 1989, se recomienda que la ejecución de este importante proyecto de integración regional quede a cargo de ese organismo internacional. Esta propuesta también se sustenta en la Decisión XX/D/238, emanada de la vigésima reunión de Ministros de OLADE, que se celebró en Lima, Perú, el 26 y 27 de octubre de 1989.

Cada empresa eléctrica designaría un funcionario de enlace para proporcionar la información necesaria y darle seguimiento al proyecto. Asimismo, comisionaría a los profesionales y expertos para efectuar los estudios en el país que se escoja como sede para cada componente.

Para coadyuvar en la dirección técnica del proyecto, se contratarían expertos internacionales por un total estimado en 20 meses/hombre.

Con el propósito de reducir los costos, así como de lograr resultados más confiables y aceptados por todos, se recomienda que la metodología a utilizar se seleccione, de preferencia, de las disponibles en las empresas eléctricas participantes.

Se adjunta una primera propuesta del cronograma de actividades. Se recomienda que la primera tarea del grupo técnico y de la Unidad Ejecutora sea elaborar uno con mayor detalle.

e) Presupuesto

El presupuesto se haría una vez que se obtenga la postura de las empresas eléctricas participantes y se definan con mayor precisión los alcances. Para la cobertura propuesta se estima que habrá de requerirse una inversión de unos 300,000 dólares.



CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Actividades	Meses																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
1. Recolectar y analizar las estimaciones de demanda y los planes de expansión	_____																		
2. Simular la operación futura (15 años) para escenarios de planificación autónoma y coordinada (estudios de energía)		_____																	
3. Dimensionar de manera preliminar las interconexiones y los refuerzos de transmisión requeridos (estudios eléctricos)						_____													
4. Elaborar una propuesta de convenio de operación regional incluyendo aspectos contractuales									_____				_____						
5. Efectuar análisis de costo/beneficio y financieros (estudios económicos)												_____							
6. Elaborar términos de referencia detallados para los estudios de factibilidad														_____					
7. Informe final																		_____	

