

# REVISTA ENERGETICA

## ENERGY MAGAZINE



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

### **EL POTENCIAL BIOENERGETICO DE JAMAICA**

JAMAICA'S BIOENERGY POTENTIAL

*Ministry of Mining, Energy and Tourism*

### **AVANCES EN LA INTEGRACION ELECTRICA CENTRO AMERICANA Y POSIBILIDADES PARA SU EXTENSION ABARCANDO A MEXICO Y COLOMBIA**

ADVANCES IN CENTRAL AMERICAN ELECTRIC POWER INTEGRATION AND POSSIBILITIES FOR ITS EXTENSION INTO MEXICO AND COLOMBIA

*Afonso Maria Furtado da Silva*

### **METODO DE DOBLE ESCORIA PARA LA OBTENCION DE ACERO A PARTIR DE BRIQUETAS AUTORREDUCTORAS EN HORNOS DE INDUCCION**

DOUBLE-SLAG METHOD FOR OBTAINING STEEL FROM SELF-REDUCING BRIQUETTES IN INDUCTION FURNACES

*J. M. Rodriguez, M. Descazeaux, R. Rojas*

### **LA NUEVA POLITICA PETROLERA ECUATORIANA: LA INFLUENCIA DEL PETROLEO EN LA ECONOMIA NACIONAL**

THE NEW PETROLEUM POLICY OF ECUADOR: THE INFLUENCE OF OIL ON THE NATIONAL ECONOMY

*Fernando Santos Alvite*

AÑO 9 N°1 ABRIL 1985

YEAR 9 N°1 APRIL 1985

# AVANCES EN LA INTEGRACION ELECTRICA CENTROAMERICANA Y POSIBILIDADES PARA SU EXTENSION ABARCANDO A MEXICO Y COLOMBIA

ING. AFFONSO MARIA FURTADO DA SILVA (\*)

## I — RESUMEN

Este artículo es una adaptación actualizada de los estudios que fueron publicados por el Boletín del Instituto de Investigación Eléctrica de México: Volumen 7, Números 3 y 4 de 1983.

En él se analiza el estado actual y las perspectivas de expansión de los sistemas eléctricos de los países de América Central, hacia un creciente grado de integración a través de la interconexión eléctrica centroamericana.

De concretarse el vigoroso programa centroamericano de adiciones de grandes plantas hidroeléctricas con capacidad generadora en cada país, por lo general muy superiores a las respectivas demandas proyectadas, se observa que habrá considerables excedentes de energía hidroeléctrica primaria durante lapsos que se siguen a la puesta en operación de los proyectos, y secundaria en algunos meses del año que corresponden a la estación lluviosa regional. Por estas razones, aparte de incentivar su uso interno para reemplazar generación termoeléctrica de servicio público o para consumo industrial, la región podría embarcarse en un programa de intercambio de energía eléctrica con países vecinos. En este sentido, se proporcionan algunas ideas en este documento, respecto al conocido plan de interconexión mesoamericana o sea, que además de Centroamérica incluiría a México y Colombia.

El autor quisiera exteriorizar su más expresivo agradecimiento a las empresas estatales de electrificación de los países centroamericanos y de México que durante las misiones realizadas a ellos proporcionaron la información básica más reciente utilizada en este documento.

---

(\*) Ex Asesor Regional de Energía de la ONU asignado a la CEPAL/MEXICO -  
Área de Planeación de ELETROBRAS.

## II — INTRODUCCION

El proyecto de la interconexión eléctrica de los países centroamericanos: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, que habrá de concretarse en 1985, pone en relieve un notable ejemplo de cooperación técnico - económica entre países en vías de desarrollo.

Es bien conocido que la efectiva integración de los sistemas eléctricos nacionales de la región permitirá la reducción del uso de derivados de petróleo para la generación de electricidad; el desarrollo en gran escala de fuentes renovables de energía eléctrica como el potencial hidroeléctrico y el geotérmico, disponibles en la región, y la mejoría de las condiciones de seguridad del suministro de electricidad a las diversas clases de consumidores.

Los estudios comenzaron a fines de la década de los años sesenta, a través de las reuniones del entonces Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE).

En el último lustro, se han efectuado esfuerzos significativos para desarrollar la citada interconexión eléctrica regional con objeto de disminuir el pesado gravamen del consumo de combustibles derivados del petróleo importado que se emplea en la generación eléctrica y que afecta sobremanera las economías de los países del área.

El primer tramo de la interconexión eléctrica regional fue puesto en operación en 1976, conectando Honduras y Nicaragua por un circuito sencillo de 230 kW, energizado en 138 kV. Desde entonces las empresas eléctricas de estos países han intercambiado energía eléctrica en ambos sentidos por un valor promedio para 1976 - 1981 de aproximadamente 22 GWh anuales, lo que equivale a un factor de carga promedio anual inferior a 5%. Esto representa una utilización mínima de la referida línea de interconexión entre dos sistemas eléctricos con una participación térmica significativa.

A mediados de 1982, otro importante tramo de la interconexión eléctrica centroamericana entró en operación. Trátase de la línea de transmisión en 230 kV conectando a Nicaragua y Costa Rica. Este hecho culminó con la puesta en marcha de un conjunto de instrumentos; por ejemplo, la creación del Comité de Interconexión Costa Rica - Nicaragua - Honduras, que en el futuro comprenderá a los otros países de la región. La existencia de este organismo permitió establecer contratos de suministro y elaborar el Reglamento de Operación para los países ya interconectados.

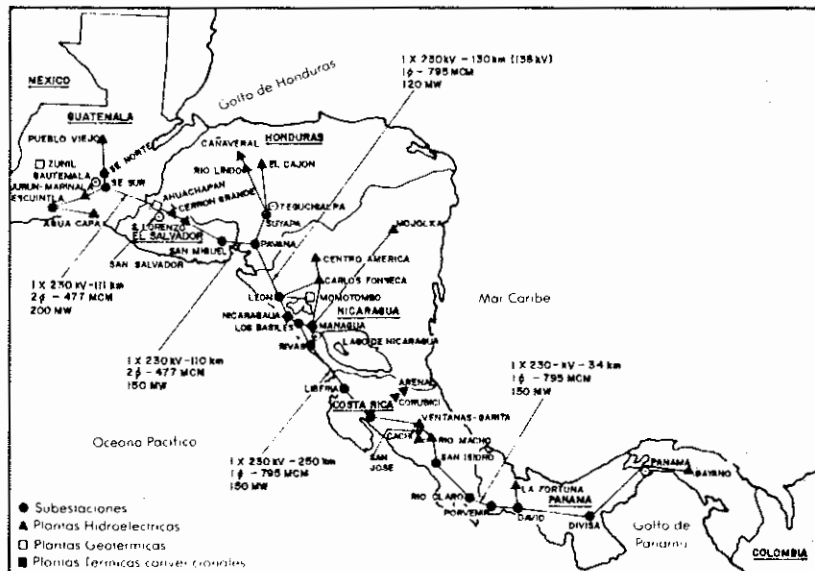
En el curso del año de 1985, se prevé que, a excepción de la

interconexión entre Guatemala - Honduras, todas las demás estarán en operación, o sea las correspondientes a Guatemala - El Salvador, El Salvador - Honduras y Costa Rica - Panamá; es decir, teóricamente, la energía podría fluir desde Guatemala hasta Panamá, pasando por cada país que comprende la región centroamericana.

En el mapa de la región (véase la Fig. 1) se indican las principales plantas eléctricas, subestaciones, líneas troncales nacionales y características básicas de las interconexiones eléctricas binacionales que constituyen el sistema eléctrico regional previsto para 1990.

FIG. 1

**SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO CENTROAMERICANO.  
CONFIGURACION BASICA-1990**



En el cuadro 1, se resumen las principales características de las líneas de interconexión binacionales, presentadas en el mapa citado.

CUADRO 1  
**PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS  
 ELECTRICAS BINACIONALES**

Interconexión	Distancia km.	Voltaje kV.	Núm. de circuito	Conductor por fase	Calibre mcm.	Potencia estimada MW <sup>o</sup>
Guatemala - El Salvador	111	230	1	2	477	200
El Salvador - Honduras	110	230	1	2	477	150
Honduras - Nicaragua	130	230	1	1	795	120
Nicaragua - Costa Rica	250	230	1	1	795	150
Costa Rica - Panamá	34	230	1	1	795	150

<sup>o</sup> Tomando en cuenta la limitada capacidad de transformación y disponibilidad de reactivos.

CUADRO 2  
**UTILIZACION DE LOS RECURSOS ENERGETICOS PRIMARIOS - 1980**

Unidad: T cal

Recursos Primarios	Guate- mala	El Salvador	Honduras	Nicara- gua	Costa Rica	Panamá	Centro América
1. Energía hidráulica*							
1.1 Origen (afluente)	240	1 508	814	1 703	2 910	1 218	7 393
1.2 Variación de stock (embalse)	—	—	—	—	(136)	(10)	(146)
1.3 Destino (a generar)	240	1 116	813	532	2 062	1 014	5 777
1.4 Cierre (pérdidas)	—	392	—	158	721	194	1 465
2. Geotérmica	—	2 348	—	—	—	—	2 348
3. Petróleo (crudo)	8 322	6 253	5 102	5 574	5 221	19 440	49 912
4. Leña	26 074	12 977	11 078	6 125	4 553	2 999	63 806
5. Bagazo y residuos vegetales	1 937	1 207	1 033	1 269	1 299	1 162	7 907
6. Otros	—	2	—	159	3	—	164
7. <b>TOTAL</b>							
(1.3+2+3+4+5+6)	<b>36 578</b>	<b>23 903</b>	<b>18 026</b>	<b>13 650</b>	<b>13 138</b>	<b>24 615</b>	<b>129 914</b>

\* Se utilizó la equivalencia 0.86 T cal/GWh.

Obs.: Aunque los datos se refieren a 1980, la estructura ha cambiado poco, debido a su evolución casi constante en los años recientes.

### III — UTILIZACION REGIONAL DE RECURSOS ENERGETICOS PRIMARIOS

En esta sección se resume el perfil energético de la región, en cuanto a la utilización de recursos energéticos primarios.

El cuadro 2 muestra la estructura de utilización de recursos primarios de 1980, considerando los balances energéticos preparados por cada país.

Como se aprecia, existe una fuerte dependencia de todos los países respecto al uso de la leña y de la energía procedente del petróleo. La energía hidráulica y geotérmica juntas alcanzan en Costa Rica la máxima ponderación de 21% del total de energía que cada país destina, directa o indirectamente, a los consumidores e incluso, a la eventual exportación. Le sigue El Salvador con 14% y Honduras, Nicaragua y Panamá que oscilan entre 4 y 5 por ciento, mientras que Guatemala se sitúa abajo del 1%. A partir de las mismas fuentes de datos, se desprende que el uso regional de hidrocarburos en generación eléctrica alcanzó, en 1980, cerca de 25% del total producido.

Conforme se mostrará más adelante, la evolución de los sistemas eléctricos de cada país contempla la inclusión de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos con el fin de ahorrar combustibles derivados de petróleo importado, empleados en termoelectricidad. La perspectiva de utilizar recursos renovables propios, en forma creciente, implica el desarrollo adecuado de las interconexiones eléctricas sub-regionales y, en su caso, regionales en el sentido de concretar un conjunto de beneficios ya mencionados, que estas interconexiones propiciarán a dichos países.

#### **IV — EL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA CENTROAMERICANO**

##### **Mercado de energía eléctrica**

El consumo total de energía eléctrica de los sistemas interconectados nacionales de la región presentó un crecimiento dinámico y sostenido en los primeros ocho años del decenio de 1970, con una tasa de crecimiento medio anual de alrededor de 8% a nivel regional. En el quinquenio 1978 - 1982, la tasa regional se redujo abruptamente a un valor inferior a 1%. Este comportamiento se observó en casi todos los países del área, excepto en Honduras.

Las proyecciones del mercado de energía eléctrica recientemente actualizadas o confirmadas por las empresas eléctricas nacionales prevén, a partir de 1983, una gradual mejoría de la tasa de crecimiento, a manera de retomar la tendencia observada en la década de los años setenta, antes de la reducción mencionada, o sea, en torno al promedio de 8% anual. A continuación se presentan los valores correspondientes a las proyecciones de la demanda de energía, potencia y tasas medias anuales de crecimiento. Cabe mencionar que, a lo largo de este informe, las demandas de energía se expresan

en términos de potencia media, es decir, que los megawatts hora anuales se dividen por el número de horas del año (8.760 horas por año) que resulta en la unidad cuya dimensión es el megawatt año (véase el Cuadro 3).

CUADRO 3  
DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA

	1983		1985		1990		1995		Tasa de crecimiento de la demanda de energía	
	MW, año	MW	MW, año	MW	MW, año	MW	MW, año	MW	1983-1990 %	1991-1995 %
Guatemala	169	282	188	314	255	417	342	544	6.0	6.0
El Salvador	160	265	189	338	307	602	494	969	9.8	10.0
Honduras	134	213	167	266	243	406	369	587	9.9	8.7
Nicaragua	139	227	176	281	294	461	458	702	11.3	9.3
Costa Rica	267	432	298	482	448	703	699	1 070	7.7	9.3
Panamá	239	364	272	413	371	564	511	777	6.5	6.6
Centroamérica	1 108	1 783	1 290	2 094	1 918	3 153	2 873	4 649	8.2	8.4

### Capacidad generadora de energía eléctrica

La expansión de la capacidad generadora de los sistemas eléctricos nacionales se presenta en el Anexo que comprende adiciones y retiros de plantas eléctricas programados hasta 1995. En el Anexo se computa el estado actual (1982) y la evolución de la potencia nominal de la energía promedio, así como de la capacidad de la energía embalsamada de las plantas hidroeléctricas con tipo de regulación estacional, anual y plurianual. La unidad física utilizada para la energía embalsamada fue el megawatt mes que, de igual modo al megawatt año, se obtiene mediante la división de los valores en megawatt hora por el número medio de horas del mes (730 horas por mes).

Convendría, no obstante, destacar los proyectos hidroeléctricos más significativos que, en el ámbito nacional y regional, contempla el mencionado programa de expansión de la capacidad generadora de energía eléctrica (véase el Cuadro 4).

El análisis de los resultados del Anexo permite sacar algunos parámetros del sistema generador de Centroamérica, en cuanto a la estructura del parque generador de electricidad expresados en megawatts y en términos porcentuales entre paréntesis (véase el Cuadro 5).

Se advierte la tendencia ascendente de la participación porcen-

CUADRO 4

## PROGRAMA DE EXPANSION DE LA CAPACIDAD GENERADORA

Proyecto	Potencia nominal kW	Energía promedio MW año	Energía embalsada MW mes	Fecha pre- vista de entrada en operación
• Guatemala				
Pueblo Viejo <sup>a</sup>	5 x 60 = 300	181	449	1985
Chulac <sup>b</sup>	4 x 110 = 440	196	467	1991
Xalalaa	3 x 120 = 360	168	130	1995
• El Salvador				
San Lorenzo	2 x 90 = 180	82	—	1984
El Tigre <sup>a</sup>	540	204	227	1993
• Honduras				
El Cajón <sup>a</sup>	4 x 73 = 292	159	2 029	1986
Cuyamel <sup>a</sup>	300	285 <sup>c</sup>	918	1991
• Nicaragua				
Mojolka	155	68	—	1989
Copalara	160	122	2 559	1993
• Costa Rica				
Ventanas - Garita	3 x 30 = 90	53	—	1986
Angostura	3 x 60 = 180	114	—	1995
• Panamá				
Fortuna <sup>a</sup>	3 x 107 = 321	166	414	1985
Changinola <sup>a</sup>	3 x 100 = 300	205	501	1991

a. Regularización anual o plurianual

b. Regularización estacional

c. Energía promedio limitada a la capacidad instalada de la etapa de instalación indicada.

CUADRO 5

## ESTRUCTURA DEL PARQUE GENERADOR DE ELECTRICIDAD

	Existente en 1982 MW(%)	1990 MW(%)	1995 MW(%)
Hidroeléctrica	1 509 ( 56)	3 186 ( 69)	5 527 ( 76)
Geotérmica	95 ( 4)	322 ( 7)	519 ( 7)
Térmica	1 074 ( 40)	1 143 ( 24)	1 203 ( 17)
<b>Total</b>	<b>2 678 (100)</b>	<b>4 654 (100)</b>	<b>7 242 (100)</b>



tual de la hidroelectricidad en la capacidad generadora del parque eléctrico centroamericano, puesto que de un nivel de 56% en 1982 respecto del total de la capacidad instalada regional, llega a cerca de 70% al final del decenio de los noventa, siguiendo la tendencia creciente hasta un valor de 76% en 1995.

Por lo contrario, la participación de plantas térmicas convencionales presenta una disminución bastante significativa, ya que de alrededor de 40% en 1982 se reduce a menos de la mitad en 1995. Cabe aún señalar un considerable aumento de las plantas geotérmicas, que prácticamente duplican su participación entre 1982 y 1995.

Cabría examinar ahora la capacidad del programa de generación de energía eléctrica para hacer frente a las proyecciones de la demanda de energía eléctrica a lo largo del período. Con base en los requerimientos de la demanda de energía eléctrica presentados anteriormente y en la evolución por etapas (1985, 1990 y 1995) de la disponibilidad de energía hidroeléctrica y geotérmica del sistema eléctrico de cada país incluida en el Anexo, el cuadro 6 muestra, en términos de megawatt año, el balance de energía eléctrica que resulta de la comparación de la oferta respecto a la demanda.

CUADRO 6

**BALANCE DE DISPONIBILIDAD DE ENERGIA HIDROELECTRICA +  
GEOTERMICA — DEMANDA DE ENERGIA (MW AÑO)**

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Centroamérica
1985	63	89	— 93	— 101	61	14	33
1990	35	10	— 10	— 76	9	— 77	— 109
1995	312	66	149	— 54	— 74	— 12	387

Aún cuando estos balances son indicativos, se observa la posibilidad real de establecer esquemas de intercambio de energía de origen hidroeléctrico y geotérmico entre los países centroamericanos. Sin embargo, hacia 1990, se requiere generar energía térmica convencional a fin de satisfacer la carga regional prevista.

El excedente total de energía indicado para 1995, se aproxima a 13% de la demanda regional de energía prevista para el mismo año a causa, principalmente, de la entrada en operación de tres proyectos de gran magnitud: Chulac y Xalala, en Guatemala, y Cuyamel, en Honduras.

### **Ampliación de interconexión eléctrica centroamericana**

Con respecto a la ampliación de la red eléctrica constituida por las líneas de transmisión binacionales en operación y las ya programadas —según lo expuesto con anterioridad— no existe acuerdo alguno entre los organismos nacionales de electrificación. El análisis de la expansión del sistema eléctrico regional, hacia el año 2000, fue proporcionado por el estudio elaborado por la CEPAL-México, durante los años 1978-1980, con el apoyo de las empresas eléctricas nacionales de la región<sup>1</sup>. Además, se ha planteado una ambiciosa idea para ampliar la dimensión geográfica de la interconexión eléctrica centroamericana, con el fin de abarcar México y Colombia o sea, lo que se conoce como la interconexión mesoamericana sobre la que se tratará más adelante.<sup>2</sup>

En relación con el tema de interconexión eléctrica regional cabría aún mencionar que recientemente los organismos nacionales de electrificación de los seis países centroamericanos, acordaron de modo unánime la creación definitiva del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), con el objeto básico de fomentar y coordinar las actividades regionales del subsector eléctrico.

### **Características y parámetros operativos**

En esta sección se analizarán algunas características y se estimarán algunos parámetros típicos de sistemas de base hidroeléctrica, utilizando los resultados del Anexo. Asimismo, se presenta, en términos generales, la energía almacenada, la generación promedio de energía hidroeléctrica y la relación entre ambas, estimada para 1982-1990 y 1995 (véase el Cuadro 7).

---

1 Véase CEPAL, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano, 2 v., 1980.

2 Para mayor información véase Bernardo Quintana Arrijoja, Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: un planteamiento, México, abril 1981.

**CUADRO 7  
PARAMETROS OPERATIVOS REGIONALES**

	Existente	Previsto	
	1982	1990	1995
Energía embalsada: MW mes (a)	2 738	5 773	10 074
Energía promedio: MW año (b)	809	1 578	2 387
Relación (a)/(b): Meses por año	3.4	3.6	4.2

Esta relación proporciona una idea de la capacidad de regulación de los embalses para manejar la energía natural que aporta a todas las plantas hidroeléctricas, de acumulación y de pasada.

Cabe señalar que se ha estimado este coeficiente de regulación del sistema de generación eléctrica regional, considerando la energía promedio en lugar de la energía natural media afluyente a la que no afectan el efecto regularizador de los embalses ni los rebases, ya que ambos hacen la diferencia entre los dos tipos de energía.

Esta importante relación constituye una base para el conocimiento de la operación integrada regional, así como para la planeación y el diseño de futuros proyectos hidroeléctricos.

Se observa, sin embargo, una tendencia creciente de esta relación a lo largo del período para el sistema eléctrico regional que partiendo de 1983 con una capacidad de energía almacenada o embalsada de cerca de 2 740 MW mes (2TWh), alcanza prácticamente 10 000 MW mes (7.3 TWh) en la mitad del decenio de los noventa. En este período dicha relación se mantiene en el intervalo de tres o cuatro meses por año.

En términos de cada país centroamericano, las estimaciones de la mencionada relación se derivan igualmente de los datos presentados en el Anexo y se muestran en el cuadro 8.

**CUADRO 8  
COEFICIENTES ESTIMADOS DE REGULACION DE LOS EMBALSES  
(MESES POR AÑO)**

	Existente	1990	1995
	1982		
Guatemala	0.3	1.7	1.7
El Salvador	2.7	1.7	1.4
Honduras	3.3	10.1	6.3
Nicaragua	6.1	3.4	10.9
Costa Rica	3.0	2.6	2.0
Panamá	6.0	4.0	2.4
Centroamérica	3.4	3.6	4.2

Se observa que, de acuerdo con el programa de adiciones de plantas hidroeléctricas hasta 1995, la mayor capacidad de modular las fluctuaciones de la energía natural afluyente de las plantas hidroeléctricas se concentrará en Honduras (Cañaveral, El Cajón y Cuyamel) y en Nicaragua (Centroamérica, Asturias y Copalar). Las primeras abastecerán a la denominada subregión norte (Guatemala, El Salvador y Honduras), mientras que las segundas, a la sur (Nicaragua, Costa Rica y Panamá). De este modo, estos dos países constituirán un apoyo para los demás del área, en relación con la capacidad de que dispondrán para recibir eventuales flujos de energía para su almacenamiento.

Esta posibilidad requerirá, sin embargo, que exista una apropiada red de transmisión regional y nacional, con el propósito de llevar a cabo los desplazamientos de carga que sean necesarios.

Convendría profundizar más el análisis en torno al comportamiento de la energía natural afluyente, en términos de su variación mensual — o sea la estacionalidad — y anual.

En la figura 2 se ofrecen dos gráficos donde se aprecian estas variaciones de la energía natural afluyente que van a determinar, en conjunto con el programa de adiciones de plantas eléctricas, las posibilidades de intercambio de energía en ámbito regional; estas gráficas muestran el régimen hidrológico de las cuencas de la región donde se ubican los proyectos de mayor significación para el suministro de energía eléctrica regional; asimismo sirven como muestra del comportamiento de la energía hidroeléctrica natural, ya que siendo los caudales naturales una variable aleatoria, también lo será la energía natural afluyente de ellos derivada, con valores promedio y variaciones interrelacionables.

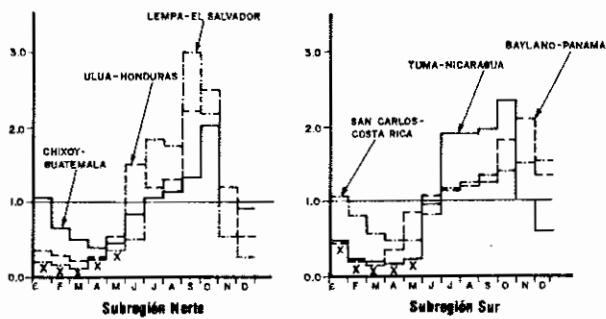
En el cuadro 9 se listan los ríos y locales que dan origen a un mayor número de proyectos hidroeléctricos de gran significación, en operación, en construcción y programados.

El análisis de las gráficas, interpretando las variaciones de los caudales medio mensuales y de los volúmenes acumulados anuales referidos a los respectivos valores medios de largo plazo, permite:

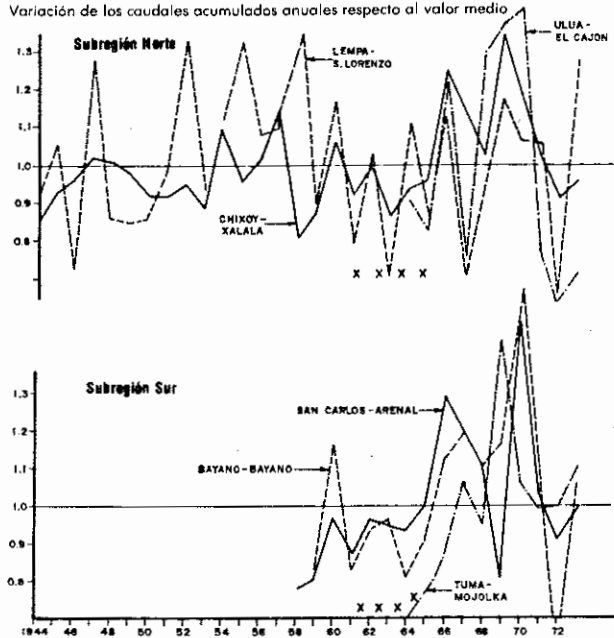
- Observar, a grosso modo, que la duración de cada estación varía ligeramente de país a país, ya que, por ejemplo, la época seca va, en algunos de ellos, de diciembre a mayo (6 meses); en otros, de enero a mayo (5 meses), y de febrero a mayo (4 meses) en los restantes. Estudios anteriores han identificado dos conjuntos de estaciones, seca o de estiaje y húmeda o lluviosa. Para los países de la subregión norte, la época seca sería de noviembre a mayo, con 4 380 ho-

**FIGURA 2**  
**REGIMEN HIDROLOGICO DE LAS PRINCIPALES CUENCAS CENTROAMERICANAS**

■ Estacionalidad de los caudales medios mensuales respecto al módulo



■ Variación de los caudales acumulados anuales respecto al valor medio



OBS: Indicación de meses de la estación seca y años del periodo crítico.  
 Módulo - caudal medio de largo plazo

CUADRO 9

**PROYECTOS HIDROELECTRICOS DE GRAN SIGNIFICACION**

PAIS	RIO	LOCAL	PLANTAS
Guatemala	Chixoy	Xalala	Pueblo Viejo y Xalala
El Salvador	Lempa	San Lorenzo	Guajoyo Cerrón Grande, 5 Noviembre, El Tigre y San Lorenzo
Honduras	Humuya	El Cajón	El Cajón
Nicaragua	Tuma	Mojolka	Mojolka
Costa Rica	San Carlos	Arenal	Complejo Arenal Corubici
Panamá	Bayano	Bayano	Bayano

ras y la húmeda, de junio a octubre con 4 380 horas; en cambio para la subregión sur, la estación seca se extiende de febrero a mayo con 2 920 horas, mientras la húmeda es de junio a enero con 5 840 horas. Desde el punto de vista energético, la definición de un período común de estación húmeda y seca debe considerar, además de la estacionalidad de otros ríos —no mencionados en el cuadro—, el peso energético de cada uno de ellos, por sus plantas hidroeléctricas existentes y programadas. Como se indica en las gráficas de estacionalidad puede admitirse, para simplificar, que la estación seca se extendería de diciembre a mayo y, por consiguiente, la húmeda de junio a noviembre.

Otro tema que valdría la pena mencionar es el grado de dispersión de los caudales mensuales respecto a la media. Se observa que los ríos de la subregión norte centroamericana presentan mayor grado de dispersión que los de la subregión sur que tienen un comportamiento estacional más uniforme.

- Identificar, considerando la variación anual de los caudales acumulados respecto al valor medio de largo plazo, conforme se indica en las gráficas inferiores de la figura 2, un período (1961-1965) en el que prácticamente toda la afluencia anual acumulada de los ríos seleccionados estuvo por debajo del valor medio. Esto indica que regionalmente el período crítico seco, o simplemente período crítico, queda ubicado en este intervalo de tiempo. Por período crítico se entiende el mayor intervalo de tiempo a lo largo de la serie hidrológica histórica de caudales, en el que el sistema eléctrico, partiendo con sus embalses totalmente llenos, utiliza toda la energía almacenada para garantizar la producción de potencia.

En esta definición de período crítico, y consecuentemente de la potencia firme que en él se produce, se respetó la secuencia hidrológica de los caudales impuesta por las correlaciones temporales (o seriales) mes tras mes, año tras año, etc., así como la espacial (o geográfica) de cuenca a cuenca al reverso del procedimiento que define estos conceptos con base en curvas de duración de caudales. "Se han adoptado caudales de 90 ó 95 por ciento de duración (porcentaje de tiempo en que se iguala o sobrepasa un valor fijado del caudal), se ve que la secuencia cronológica de los sucesos está completamente camuflada en este tipo de curvas, de ahí su uso restringido."<sup>3</sup>

Aunque restaría examinar los registros hidrológicos de años recientes, un análisis somero indica que el período crítico se extendería del último mes de la estación lluviosa de 1962 (noviembre) hasta el último mes de la estación seca en 1964 (mayo), es decir, sería de diecinueve meses o año y medio, aproximadamente. No obstante, mediante un estudio más riguroso apoyado en modelos de computación, podría fijarse para el período crítico un lapso de tiempo distinto del indicado. Conocer el período crítico regional es muy importante para la planeación, el diseño y la operación de los sistemas hidroeléctricos y ha sido utilizado ampliamente por diversos sistemas eléctricos internacionales, como en Suecia (Swedish State Power Board), en Noruega (Norwegian State Power System), en Estados Unidos (Tennessee Valley Authority-TVA y Boneville Power Administration-BPA), en Canadá (British Columbia Hydro) y en Brasil (Eletrobras).

- Observar que en 1969-1970 se registraron las crecidas más severas y, por razones similares, este período debe considerarse para la operación del sistema eléctrico integrado, estableciendo procedimientos que permiten proteger las plantas hidroeléctricas de los daños causados por tales condiciones hidrológicas extremas, como ya han ocurrido en algunas plantas de la región.

## V - LA INTERCONEXION ELECTRICA MESOAMERICANA

Es bien conocido el hecho de que México posee abundantes reservas de petróleo y gas natural y un limitado potencial hidroeléctrico, ya que debe considerar la necesidad de utilizar el agua para otros fines.

El volumen de las reservas probadas de hidrocarburos a finales de 1981 alcanzaba cerca de 72 000 millones de barriles, lo que de

3. Ecuador, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología-Ing. Juergen Oeisner (OMN/ONU): Introducción a la hidrología de aguas superficiales. Quito: 1965.

acuerdo con la producción del mismo año, 2,3 millones de barriles diarios, arroja una vida útil de 60 años.

En la actualidad los hidrocarburos constituyen en México la principal fuente de energía utilizada, con cerca de 90% de la demanda interna (Petróleo 61%, Gas natural 29% y Otros 10%), así como de divisas del país.

Esto resulta en una situación de reconocida vulnerabilidad económica y energética, sea por tratarse de un energético no renovable o sea por la tendencia a la baja en los precios internacionales de los crudos, los cuales repercutieron de forma intensa en el desarrollo mexicano, obligando incluso la cancelación del programa nuclear planteado para que a finales del siglo se tendrían instalados 20 000 MW de capacidad. Sin embargo, se siguen los trabajos para ponerse en marcha la planta nucleoelectrónica de Laguna Verde (2x654 MW) a partir de 1986.

El potencial hidroeléctrico identificado de México en plantas en operación, construcción y programadas es de 164.9 TWh/año, es decir, cerca de 18 800 MW año que al factor de planta de 50% corresponde a 37 600 MW. Cerca de 30% de este potencial se localiza en el complejo Grijalva-Usumacinta en la zona Golfo-Sureste de México. El grado de aprovechamiento del potencial total a fines de 1982 era de alrededor de 20 por ciento.

El sistema eléctrico interconectado mexicano presentó a fines de 1980, una generación térmica bruta del orden de 65%, respecto al valor total, y se siguen desarrollando centrales térmicas convencionales de combustóleo, gas, carbón mineral y nuclear de acuerdo con los programas de expansión de la capacidad generadora.

El régimen hidrológico mexicano es, a su vez, muy similar al de los países centroamericanos, con una marcada estación de estiaje, de diciembre a mayo y lluviosa de junio a noviembre.

En Centroamérica, el potencial hidroeléctrico identificado a través de proyectos es bastante significativo, conforme se muestra en el cuadro 10.

Los costos estimados para los proyectos, a nivel de factibilidad, oscilan entre 2 000 y 2 500 dólares por kW a precios de 1982.

Por su parte, el régimen hidrológico predominante en las cuencas de Centroamérica se trató ampliamente con anterioridad.

En el otro extremo, Colombia posee, además de sus grandes reservas carboníferas comprobadas, el sexto potencial hidráulico del



CUADRO 10  
**POTENCIAL HIDROELECTRICO  
 CENTRO AMERICANO**

País	Potencia nominal (MW)	Grado de aprovechamiento a 1982 (%)
Guatemala	2.640	7.1
El Salvador	960	2.4
Honduras	1.520	7.1
Nicaragua	2.940	3.4
Costa Rica	3.120	14.6
Panamá	1.420	17.7
Centroamérica	12.600	10.6

mundo y su inventario de proyectos alcanza 93.1 GW. La capacidad instalada, a fines de 1980, utilizaba 3.2% aproximadamente de dicho potencial; para el año 2 000, deberá ascender a 20% del potencial.

Cabe aún mencionar que la mayor parte de este potencial se localiza en las cuencas del Magdalena y del Cauca, con 132 proyectos que totalizan cerca de 35 GW, poco más de un tercio del total.

Estas cuencas pertenecen a la vertiente del Caribe, cercana al istmo centroamericano. Examinando la estacionalidad de los caudales medios mensuales, se observa que hay dos máximos y dos mínimos. En la zona de la cuenca del Cauca, los máximos se producen en los meses de mayo y noviembre y los mínimos, en febrero y septiembre. En la Magdalena, los mínimos ocurren en los mismos meses, en tanto que los máximos, en mayo y octubre; prácticamente coinciden los regímenes de estos ríos de la vertiente del Caribe.

Sin entrar en análisis más detallados se deduce que en cierta forma se complementan hidrológicamente, ya que el mes más seco del régimen mexicano y centroamericano —mayo— es uno de los que presenta los máximos dentro del comportamiento hidrológico colombiano.

Los bajos grados de irregularidad observados en las cuencas del Magdalena y del Cauca producidos por regímenes hidrológicos con dos máximos y dos mínimos anuales alternativos son de gran importancia económica, porque implican una inversión moderada en las obras de regularización de caudales. Este ahorro se refleja, por consiguiente, en los costos de los proyectos hidroeléctricos.

En efecto, en el presupuesto para los 25 proyectos considerados

como "decididos" se estima un costo promedio de cerca de 800 dólares por kW a precios de diciembre de 1979, lo que equivaldría aproximadamente a 1 300 dólares por kilowatt a fines de 1982.

Esta breve descripción no pretende analizar todas las características del inmenso potencial hidráulico colombiano; sin embargo, sirve para proporcionar una idea clara de sus posibilidades para poder replantear una futura interconexión eléctrica de larga distancia de México a Colombia. Con una extensión de 1 800 km. aproximadamente, de la frontera México-Guatemala a la de Panamá-Colombia en la línea de las carreteras internacionales, tal interconexión de larga distancia podría desarrollarse según distintas configuraciones eléctricas, involucrando uno o más países o subregiones de Centroamérica.

En América Latina, existen configuraciones eléctricas similares, como la interconexión brasileña Norte-Noroeste en 500 kW, que conecta la planta eléctrica de Tucuruí (7 000 MW) —en la cuenca del Tocantins-Araguaia de la gran región amazónica— a los aprovechamientos hidroeléctricos del Río San Francisco que suministran energía a los centros consumidores de Recife y Salvador, ciudades ubicadas a lo largo de la costa del Océano Atlántico.

Como alternativa, y a efecto de ejercicio, se ha considerado una línea de interconexión en 500 KV con un circuito sencillo y dos subestaciones intermedias en Centroamérica, una en cada subregión a fin de actuar como punto de referencia para los intercambios con los países de las respectivas subregiones.

Se trata de la línea que sigue la ruta frontera México/Guatemala —Hidroeléctrica El Tigre (540 MW), en El Salvador — Hidroeléctrica Boruca (810 MW), en Costa Rica — frontera Panamá/Colombia. Esta línea podría inyectar al sistema eléctrico mexicano unos 700 MW y su presupuesto preliminar, incluyendo las citadas subestaciones intermedias en cada subregión centroamericana y las reductoras en cada extremo, alcanzaría la cifra de 1600 millones de dólares de finales de 1982.

## **VI - CONSIDERACIONES FINALES**

A lo largo del artículo se informó sobre distintos aspectos relacionados con el estado actual y desarrollo de los sistemas eléctricos nacionales de Centroamérica, incluyendo sus interconexiones recíprocas. De igual modo, se analizaron, en forma preliminar, algunas características y parámetros típicos de la planificación, el diseño y la operación de sistemas de base hidroeléctrica. De todo ello resultó un conjunto de observaciones sobre el área, que deben estudiarse con

más detalle a fin de promover una planificación más adecuada e integral, así como una mejor coordinación de las operaciones del sistema interconectado centroamericano.

Se abordó, de manera preliminar, la interconexión mesoamericana. Al respecto se intentó determinar la situación energética complementaria que permitiría el intercambio estacional de energía eléctrica entre Colombia, Centroamérica y México.

Básicamente, se observó que el potencial hidroeléctrico de Colombia, el sexto del mundo, ofrece cierto grado de diversidad hidrológica respecto al régimen que predomina en Centroamérica y México y, por tanto, constituye una fuente de energía renovable para reemplazar el combustible fósil empleado en termoelectricidad, y que de otra forma sería perdida en los vertederos de las plantas.

Otro aspecto importante que habría que considerar es la disponibilidad de generación de energía eléctrica marginal de bajo costo, a partir de las centrales térmicas de México que podrían resultar un complemento importante de los sistemas hidroeléctricos en las épocas de estiaje.

Estas condiciones han sido base de numerosos planes internacionales de interconexión, tanto en Europa Occidental y Oriental como en el norte de América.

El desarrollo de una red de interconexión mesoamericana tendría justificación técnica y económica por el factor promedio de utilización de la energía que circulará en la red, lo que a la larga compensaría las inversiones requeridas por las obras del sistema eléctrico de interconexión.

Este proyecto, por su dimensión y complejidad política, debería contemplarse para el próximo decenio. Asimismo, convendría, desde luego, llevar a cabo un estudio más detallado del citado proyecto.

## A N E X O

### EXPANSION DE LA CAPACIDAD GENERADORA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS NACIONALES CENTROAMERICANOS 1982 - 1995

PAIS/ PERIODO/ PLANTA	Potencia instalada (MW)		Energía promedio (MW año)		Energía embalsada (MW mes)	
<b>GUATEMALA</b>						
1982-Sistema existente						
Hidro: Aguacapa-Jarum-Marina - la (A)-Los Esclavos y Menores	175	175	70	70	20	20
Térmica: (turbina gas y vapor)	235	235	188	188	—	—
<b>Total</b>	<b>410</b>	<b>410</b>	<b>258</b>	<b>258</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
1983 - 1985						
Hidro: Pueblo Viejo (A)	300	475	181	251	449	469
Térmica: (retiro)	— 35	200	— 28	160	—	—
<b>Total</b>	<b>265</b>	<b>675</b>	<b>153</b>	<b>411</b>	<b>449</b>	<b>469</b>
1986-1990						
Hidro: Santa María II (desconecta Santa María I)	63	538	28	279	—	469
Geo: Zunel	15	15	11	11	—	—
Térmica: Rubel Santo-Eximbal	75	275	60	220	—	—
<b>Total</b>	<b>153</b>	<b>828</b>	<b>99</b>	<b>510</b>	<b>—</b>	<b>469</b>
1991-1995						
Hidro: Chulac (A) Xalala (E)	760	1 298	364	643	597	1 066
Geo:	—	15	—	11	—	—
Térmica:	—	275	—	220	—	—
<b>Total</b>	<b>760</b>	<b>1 588</b>	<b>364</b>	<b>874</b>	<b>597</b>	<b>1 066</b>
<b>EL SALVADOR</b>						
1982-Sistema existente						
Hidro: Cerrón Grande (A)	232	232	129	129	351	351
5 Noviembre-Guajoyo	95	95	67	67	—	—
Térmica: (turbina gas y vapor)	147	147	118	118	—	—
<b>Total</b>	<b>474</b>	<b>474</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>351</b>	<b>351</b>
1983-1985						
Hidro: San Lorenzo	180	412	82	211	—	351
Geo:	—	95	—	67	—	—
Térmica:	—	147	—	118	—	—
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>654</b>	<b>82</b>	<b>396</b>	<b>—</b>	<b>351</b>

PAIS/ PERIODO/ PLANTA	Potencia instalada (MW)		Energía promedio (MW año)		Energía embalsada (MW mes)	
<b>1986-1990</b>						
Hidro: 5 de Noviembre (ampliación)	120	532	—	211	—	351
Geo: Berlín	55	150	39	106	—	—
Térmica:	125	272	100	218	—	—
<b>Total</b>	<b>300</b>	<b>854</b>	<b>139</b>	<b>535</b>	<b>—</b>	<b>351</b>
<b>1991-1995</b>						
Hidro: Cerrón Grande (A) (ampliación) El Tigre (A)	608	1 140	204	415	227	578
Geo: Unidad Geotérmica	55	205	39	145	—	—
Térmica:	100	372	80	298	—	—
<b>Total</b>	<b>763</b>	<b>1 717</b>	<b>323</b>	<b>858</b>	<b>—</b>	<b>578</b>
<b>HONDURAS</b>						
1982-Sistema existente						
Hidro: Cañaveral (A)-Río Lindo-El Níspero	132	132	74	74	247	247
Térmica: (turbina gas y diesel)	112	112	78	78	—	—
<b>Total</b>	<b>244</b>	<b>244</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>247</b>	<b>247</b>
1983-1985						
Hidro:	—	132	—	74	—	247
Térmica: Puerto Cortés (diesel)	25	137	18	96	—	—
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>269</b>	<b>18</b>	<b>170</b>	<b>—</b>	<b>247</b>
1986-1990						
Hidro: El Cajón (A)	292	424	159	233	2 095	2 342
Térmica:	—	137	—	96	—	—
<b>Total</b>	<b>292</b>	<b>561</b>	<b>159</b>	<b>329</b>	<b>2 095</b>	<b>2 342</b>
1991-1995						
Hidro: Cuyamel (A)	300	724	285	518	918	3 260
Térmica:	—	137	—	96	—	—
<b>Total</b>	<b>300</b>	<b>861</b>	<b>285</b>	<b>614</b>	<b>918</b>	<b>3 260</b>
<b>NICARAGUA</b>						
1982-Sistema existente						
Hidro: Centroamérica (A) C. Fonseca	100	100	40	40	243	243
Térmica; (turbina vapor y diesel)	190	190	152	152	—	—
<b>Total</b>	<b>290</b>	<b>290</b>	<b>192</b>	<b>192</b>	<b>243</b>	<b>243</b>
1983-1985						
Hidro: Asturias (embalse) (E)	—	100	10	50	77	320
Geo: Momotombo I	35	35	25	25	—	—
Térmica:	—	190	—	152	—	—
<b>Total</b>	<b>35</b>	<b>325</b>	<b>35</b>	<b>227</b>	<b>77</b>	<b>320</b>

PAIS/ PERIODO/ PLANTA	Potencia instalada (MW)		Energía promedio (MW año)		Energía embalsada (MW mes)	
<b>1986-1990</b>						
Hidro: Larreynaga-Río Y-Y						
Mojolka-Menores	216	316	93	143	—	320
Geo: Momotombo II, El Hoyo I	70	105	50	75	—	—
Térmica: (retiro)	— 40	150	— 32	120	—	—
<b>Total</b>	<b>246</b>	<b>571</b>	<b>111</b>	<b>338</b>	<b>—</b>	<b>320</b>
<b>1991-1995</b>						
Hidro: Copalar (A)	160	476	122	265	2.559	2 879
Geo: El Hoyo II-Masaya I	90	195	64	139	—	—
Térmica:	—	150	—	120	—	—
<b>Total</b>	<b>250</b>	<b>821</b>	<b>186</b>	<b>524</b>	<b>2.559</b>	<b>2 879</b>
<b>COSTA RICA</b>						
<b>1982-Sistema existente</b>						
Hidro: Arenal (A)						
Corubici-Cachi (E)-Río						
Macho-La Garita-Menores	619	619	368	368	1 107	1 107
Térmica: (turbina-gas y vapor)	100	100	80	180	—	—
<b>Total</b>	<b>719</b>	<b>719</b>	<b>448</b>	<b>448</b>	<b>1 107</b>	<b>1 107</b>
<b>1983-1985</b>						
Hidro: Reducción Cachi-Río						
Macho (extracción de 1.8 m 3/5) (acueducto metropolitano)	—	619	— 9	359	—	1 107
Térmica: (retiro)	— 24	86	— 19	61	—	—
<b>Total</b>	<b>— 24</b>	<b>705</b>	<b>— 28</b>	<b>420</b>	<b>—</b>	<b>1 107</b>
<b>1986-1990</b>						
Hidro: Ventanas-Garita-Retiro de Ventanas-Sandilla	113	732	59	418	—	1 107
Geo: Geotérmica I	52	52	39	39	39	—
Térmica: (retiro)	— 36	50	— 29	32	—	—
<b>Total</b>	<b>127</b>	<b>834</b>	<b>69</b>	<b>489</b>	<b>39</b>	<b>1 107</b>
<b>1991-1995</b>						
Hidro: Palomo-Angostura	210	924	129	547	—	1 107
Geo: Geotérmica II	52	104	39	78	—	—
Térmica: (retiro)	— 20	— 30	— 16	16	—	—
<b>Total</b>	<b>242</b>	<b>998</b>	<b>152</b>	<b>641</b>	<b>—</b>	<b>1 107</b>
<b>PANAMA</b>						
<b>1982-Sistema existente</b>						
Hidro: Bayano (A) Los Valles La Estrella-Menores	251	251	128	128	770	770
Térmica: (gas-vapor-diesel)	290	290	232	232	—	—
<b>Total</b>	<b>541</b>	<b>541</b>	<b>360</b>	<b>360</b>	<b>770</b>	<b>770</b>

PAIS/ PERIODO/ PLANTA	Potencia instalada (MW)		Energía promedio (MW año)		Energía embalsada (MW mes)	
<b>1983-1985</b>						
Hidro: Fortuna	321	572	158	286	770	720
Térmica: (retiro)	- 8	282	- 6	226	-	-
<b>Total</b>	<b>313</b>	<b>854</b>	<b>152</b>	<b>512</b>	<b>770</b>	<b>720</b>
<b>1986-1990</b>						
Hidro: Fortuna (E) (ampliación de la presa)	75	647	8	294	414	1.184
Térmica: (retiro)	- 23	259	- 18	208	-	-
<b>Total</b>	<b>52</b>	<b>906</b>	<b>- 10</b>	<b>502</b>	<b>414</b>	<b>1 184</b>
<b>1991-1995</b>						
Hidro: Changuinola	300	947	205	449	-	1 184
Térmica: (retiro)	- 20	239	- 16	192	-	-
<b>Total</b>	<b>280</b>	<b>1 186</b>	<b>189</b>	<b>691</b>	<b>-</b>	<b>1 184</b>
<b>CENTROAMERICA</b>						
<b>1982-Sistemas existentes</b>						
Hidro:	-	1 509	-	809	-	2 738
Geo:	-	95	-	67	-	-
Térmica:	-	1 074	-	848	-	-
<b>Total</b>		<b>2 678</b>		<b>1 724</b>		<b>2 738</b>
<b>1983-1985</b>						
Hidro:	-	2 310	-	1 231	-	3 164
Geo:	-	130	-	92	-	-
Térmica:	-	1 042	-	813	-	-
<b>Total</b>		<b>3 482</b>		<b>2 136</b>		<b>3 164</b>
<b>1986-1990</b>						
Hidro:	-	3 189	-	1 578	-	5 773
Geo:	-	322	-	231	-	-
Térmica:	-	1 143	-	894	-	-
<b>Total</b>		<b>4 654</b>		<b>2 703</b>		<b>5 773</b>
<b>1991-1995</b>						
Hidro:	-	5 527	-	2 887	-	10 074
Geo:	-	519	-	373	-	-
Térmica:	-	1 203	-	942	-	-
<b>Total</b>		<b>7 249</b>		<b>4 202</b>		<b>10 074</b>

NOTAS: Unidades de energía adoptadas 1 MW año = 8 760 MWh y 1 MW mes = 730 MWh.

Factores de capacidad o de planta adoptados: Geotérmica = 70%.  
Basado en la experiencia operativa de Ahuachapan.)

Turbina a gas y vapor = 80%; turbina a gas y diesel = 70%; turbina vapor y diesel = 80%

## BIBLIOGRAFIA

- Cepal, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano: (E/CEPAL/CCE/SC-5/135)-2 v., 1980.
- Cooperación Técnica del Gobierno Suizo — Subcomité Centroamericano de Electrificación, Informe sobre la situación energética en América Central, Tratado General de Integración Económica Centroamericana (ELETRO - WATT), Sept. 1969.
- Ecuador, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Ing. Juergen Oeisner (OMN/ONU): Introducción a la hidrología de aguas superficiales. Quito: 1965.
- Naciones Unidas, Los Recursos Hidráulicos de América Latina: III - Bolivia y Colombia, Nueva York: 1964.
- México, Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, Plan Nacional Hidráulico - 1981 - Anexo III - Usos del agua.
- Linstey. R. K., Water Resources Engineering - Nueva York: McGraw Hill, 1972.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), Información climatológica - hidrometeorológica - Grijalva Usumacinta, 1981.
- Colombia, Departamento Nacional de Planeación - Ministerio de Minas y Energía: Estudio Nacional de Energía, Megía Millán y Perry Ltda. 1981.
- Silva, Affonso M. F., Metodología de Analise das Interligacoes de Grande Porte entre Sistemas de Energia Elétrica - V.Snp tee, Recife, Brasil: 1977.
- Silva, Affonso M. F., Optimal Operation of an Electric Power System - LP Model, Post Graduate Project - Virginia Polytechnic Institute and State University - Blacksburg, jul, 1971.
- Sautter, Edouard André, Studies in the Long-Range Planning of Inerties between Electric Power Systems, IESS, Stanford University, jul, 1964.
- Bergoungnoux, J., F. Lehmans, F. P. Jenking, C. Marique y P. L. Nofery, Planning of Interconnections Between Electrical Systems, (CIGRE-1974 Sección-Report N° 32 - 17).
- Quintana Arrijoja, B., Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: Un planteamiento, abr. 1981.
- Ehlert, J., J. Henriksen, K. Amudsen, A. Jahkola y T. Johanson, Network Planning Activities in the Interconnected NORDEL Power System (CIGRE-1974 Section - Report N° 32 - 02).
- Galloway, C. D., L. L. Garver, L. K. Kirchmayear y A. J. Wood, "Generation - Transmission Expansion Planning", Proceedings Power System Computation Conference, 1966.
- Goldsmith, K., H.A. Luder y J. Wahl, Power Exchange in Europe - Energy International, feb. 1968.



# **ADVANCES IN CENTRAL AMERICAN ELECTRIC POWER INTEGRATION AND POSSIBILITIES FOR ITS EXTENSION INTO MEXICO AND COLOMBIA**

AFFONSO MARIA FURTADO DA SILVA\*

## **I. SUMMARY**

This article is an updated adaptation of studies published in the Bulletin of the Institute of Electrical Research of Mexico (Volume 7, Numbers 3 and 4) in 1983.

It analyzes the current status of, and prospects for expanding, the electric power systems of the countries of Central America, to include a growing degree of integration through regional electrical interconnections.

By giving concrete form to the ambitious Central American program of additions to the capacity of the large hydroelectricity - generating plants of each country --generally far greater than their respective projected demands-- there would be considerable surpluses of primary hydropower during periods following the start-up of projects, as well as secondary hydropower in some months of the year corresponding to the local rainy season. For these reasons, apart from providing incentives to its domestic use as a substitute for public-service thermoelectric generation or industrial consumption, the region could undertake a program of electric power exchange among neighboring countries. Along this vein, some ideas are set forth herein with respect to the well-known Meso-American Interconnection Plan, which, in addition to Central America, would include Mexico and Colombia.

The author would like to express his gratitude to the State electrification enterprises of the Central American countries and Mexico, which during his missions provided the latest basic information used in this document.

---

\* Ex-Regional Energy Advisor, United Nations, assigned to ECLA/Mexico, Planning Area, ELETROBRAS.

## II. INTRODUCTION

The electrical interconnection project of the Central American countries (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica and Panama), which should become a reality in 1985, serves as a prime example of technical and economic cooperation among developing countries.

It is well known that the effective integration of the national electric power systems of that region will permit a reduction in the use of oil derivatives to generate electricity; the large-scale development of locally-available renewable sources of electric power such as hydro and geothermal; and the improvement of security of electricity supplied to the various kinds of consumers.

Studies began at the end of the 1970's, through meetings of the Regional Electrical Interconnection Group (GRIE).

Over the last five years, significant efforts have been made to develop these regional electrical interconnections in order to reduce the heavy burden imposed by the consumption of imported oil-derivative fuels which are used in the generation of electricity and which strongly affect the economies of the countries in the area.

The first section of the regional electrical system was put into operation in 1976, connecting Honduras and Nicaragua by means of a simple 230-kW circuit, energized at 138 kV. Since then, the electric power utilities of these countries have been sharing electricity, in both directions, for an average of approximately 22 GWh per annum during the 1976-1981 period. This is equivalent to a minimum utilization of the interconnected lines between the two electric power systems, with significant thermal participation.

In mid-1982 another important section of the Central American electrical interconnection was put onstream. This was the 230-kV transmission line connecting Nicaragua and Costa Rica. It culminated in the implementation of a group of instruments such as the Committee of Interconnections Costa Rica-Nicaragua-Honduras, which in the future would include other countries from the region. The existence of this organization made it possible to establish supply contracts and to draw up the Operational Regulations for the countries already interconnected.

During the course of 1985 it is anticipated that, with the exception of the interconnection between Guatemala and Honduras, all of the other hook-ups will be operating, i.e., those corresponding to Guate-

mala-El Salvador-Honduras and Costa Rica-Panama. In other words, in theory energy could flow from Guatemala to Panama, passing through each one of the countries comprising the Central American region.

The map of the area (Figure 1) indicates the major power plants, substations and national grids, as well as the basic features of the binational electrical interconnections that make up the regional power system foreseen for 1990.

FIGURE 1

**CENTRAL AMERICA'S INTERCONNECTED ELECTRIC POWER SYSTEM  
BASIC CONFIGURATION - 1990**

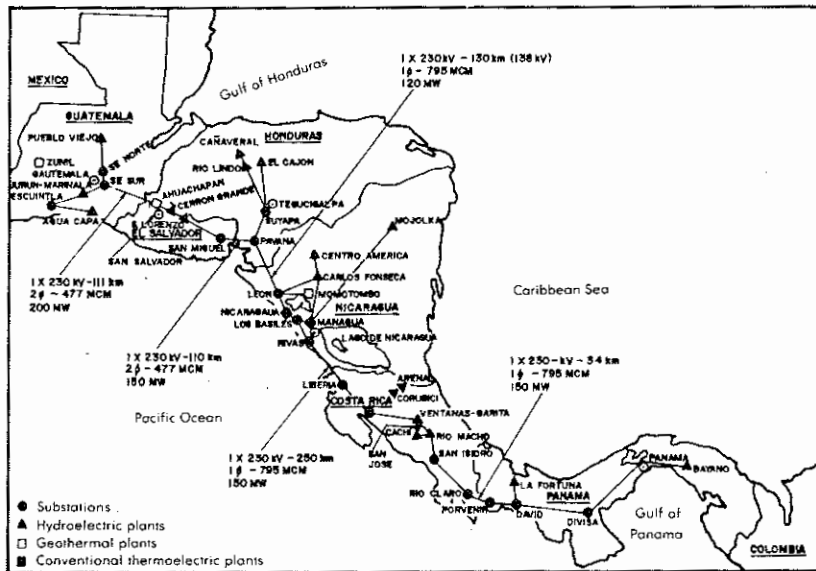


Chart 1 summarizes the main features of the binational inter-connected lines presented in the map.

CHART 1  
**MAIN FEATURES OF BINATIONAL POWER LINES**

Interconnection	Distance km	Voltage kV	N° of circuits	Conductor per phase	Gauge mcm	Estimated max. power MW*
Guatemala - El Salvador	111	230	1	2	477	200
El Salvador - Honduras	110	230	1	2	477	150
Honduras - Nicaragua	130	230	1	1	795	120
Nicaragua - Costa Rica	250	230	1	1	795	150
Costa Rica - Panama	34	230	1	1	795	150

\* Taking into account the limited capacity available for transformation and reactives.

CHART 2  
**UTILIZATION OF PRIMARY ENERGY RESOURCES - 1980**

Units: Tcal

Primary Resources	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panama	Central America
1. Hydroenergy *							
1.1. Origin (runoff)	240	1 508	814	1 703	2 910	1 218	7 393
1.2. Stock variation (reservoir)	—	—	—	—	(136)	(10)	(146)
1.3. Destination (to be generated)	240	1 116	813	532	2 062	1 014	5 777
1.4. Shutdown (losses)	—	392	—	158	721	194	1 465
2. Geothermal	—	2 348	—	—	—	—	2 348
3. Crude oil	8 322	6 253	5 102	5 574	5 221	19 440	49 912
4. Firewood	26 074	12 977	11 078	6 125	4 553	2 999	63 806
5. Bagasse and plant residues	1 937	1 207	1 033	1 269	1 299	1 162	7 907
6. Others	—	2	—	159	3	—	164
7. <b>TOTAL</b> <b>(1.3+2+3+4+5+6)</b>	<b>36 578</b>	<b>23 903</b>	<b>18 026</b>	<b>13 650</b>	<b>13 138</b>	<b>24 615</b>	<b>129 914</b>

\* Using the equivalency of 0.86 Tcal/GWh

NOTE: Although the data refer to 1980, the structure has changed very little due to the almost constant evolution of recent years.

### III. REGIONAL USE OF PRIMARY ENERGY RESOURCES

This section summarizes the energy profile of the region, in terms of the use of primary energy resources.

Chart 2 shows the structure of the use of primary resources in 1980, considering the energy balances prepared by each country.

As can be seen, all of the countries rely heavily on the use of firewood and petroleum-based energy. In Costa Rica, hydroenergy and geothermal energy together reach a maximum weight of 21% of the total energy that each country allocates directly or indirectly to consumers and even to possible exportation. Costa Rica is followed by El Salvador with 14% and Honduras, Nicaragua and Panama with between 4 and 5%, while Guatemala falls below 1%. On the basis of these same data sources, it can be discerned that in 1980 the regional use of hydrocarbons for electricity generation rose to nearly 25% of the total.

As shown below, the evolution of each country's electric power systems contemplates the inclusion of hydroelectric and geothermal projects in order to save on the imported oil-derivative fuels used in thermoelectric generation. The prospects for making increasing use of native renewable resources calls for suitable development of sub-regional and regional electrical interconnections, as the case may be, in order to make a reality of the various benefits, already mentioned, that these interconnections could propitiate for the countries.

#### **IV. CENTRAL AMERICA'S ELECTRIC POWER SECTOR** **The Electricity Market**

The total electricity consumption of the region's national interconnected systems showed a dynamic, sustained growth during the first eight years of the 1970's, with an average annual growth rate of around 8% overall. During the five-year period 1978-1982, the rate for the region as a whole dropped sharply to a value of below 1%. This behavior was observed in almost all of the countries of the area except Honduras.

The electricity market forecasts recently updated or confirmed by the national light and power companies anticipate a gradual improvement in the growth rate as of 1983, so as to resume the trends observed in the 1970's, before the aforementioned reduction, i.e., around an average 8% per annum. Below are presented the values corresponding to the projections for energy demand, power and average annual growth. It should be noted that, throughout this report, energy demand is expressed in terms of mean power; in other words, the annual megawatt-hours are divided by the number of hours per year (8,760), thus deriving the unit whose dimension is the megawatt-year. (See Chart 3.)

**CHART 3  
POWER AND ENERGY DEMAND**

	1983		1985		1990		1995		Growth rate for energy demand	
	MW, year	MW	MW, year	MW	MW, year	MW	MW, year	MW	1983-1990 %	1991-1995 %
Guatemala	169	282	188	314	255	417	342	544	6.0	6.0
El Salvador	160	265	189	338	307	602	494	969	9.8	10.0
Honduras	134	213	167	266	243	406	369	587	9.9	8.7
Nicaragua	139	227	176	281	294	461	458	702	11.3	9.3
Costa Rica	267	432	298	482	448	703	699	1 070	7.7	9.3
Panamá	239	364	272	413	371	564	511	777	6.5	6.6
Central America	1 108	1 783	1 290	2 094	1 918	3 153	2 873	4 649	8.2	8.4

#### **Electricity - Generating Capacity**

The expansion of the generating capacity of the national electric power systems is indicated in the Appendix that shows additions and withdrawals of electric power plants scheduled up through 1995. The Appendix computes the situation as of 1982 and the evolution of the nominal power of the energy, as well as the energy capacity of reservoirs in hydropower plants having seasonal, annual and pluriannual regulation. The physical unit used for the energy in reservoirs was the megawatt-month, which is obtained by dividing the values in megawatt-hours by the average number of hours per month (730).

Nonetheless, it is worthwhile to note the most significant hydropower projects which have been considered by the program to expand the electricity-generating capacity, at the national and regional levels. ( See Chart 4.)

An analysis of the results of the Appendix makes it possible to arrive at some parameters for Central America's generating system, insofar as the structure of the electricity-generating park, expressed in megawatts and in percentages (in parentheses). (See Chart 5.)

An upward trend can be discerned in the percentage participation of hydroelectricity in the capacity of the electricity-generating park of Central America, since from a level of 56% in 1982 --with respect to the total installed capacity of the region-- it should rise to nearly 70% by the end of the 1980's and then continue to climb to a value of 76% in 1995.

CHART 4  
PROGRAM TO EXPAND GENERATING CAPACITY

Project	Nominal Power kW	Average Energy MW-year	Energy in Reservoir MW - month	Anticipated Start-up Date
• Guatemala				
Pueblo Viejo <sup>a</sup>	5 x 60 = 300	181	449	1985
Chulac <sup>b</sup>	4 x 110 = 440	196	467	1991
Xalalaa <sup>a</sup>	3 x 120 = 360	168	130	1995
• El Salvador				
San Lorenzo	2 x 90 = 180	82	—	1984
El Tigre <sup>a</sup>	540	204	227	1993
• Honduras				
El Cajon <sup>a</sup>	4 x 73 = 292	159	2 029	1986
Cuyamel <sup>a</sup>	300	285 <sup>c</sup>	918	1991
• Nicaragua				
Mojolka	155	68	—	1989
Copalar <sup>a</sup>	160	122	2 559	1993
• Costa Rica				
Ventanas - Garita	3 x 30 = 90	53	—	1986
Angostura	3 x 60 = 180	114	—	1995
• Panama				
Fortuna <sup>a</sup>	3 x 107 = 321	166	414	1985
Changinola <sup>a</sup>	3 x 100 = 300	205	501	1991

- a. Annual or pluriannual regularization.  
b. Seasonal regulation.  
c. Average energy limited to installed capacity of the facility's indicated stage.

CHART 5  
STRUCTURE OF THE ELECTRICITY - GENERATING PARK

	Existing in 1982 MW(%)	1990 MW(%)	1995 MW(%)
Hydroelectric	1 509 ( 56)	3 186 ( 69)	5 527 ( 76)
Geothermal	95 ( 4)	322 ( 7)	519 ( 7)
Thermal	1 074 ( 40)	1 143 ( 24)	1 203 ( 17)
<b>Total</b>	<b>2 678 (100)</b>	<b>4 654 (100)</b>	<b>7 242 (100)</b>

On the other hand, the participation of conventional thermo-electric plants should show a significant decline, since a figure of around 40% in 1982 will probably decrease to less than half that by 1995. It is also worthwhile to note a considerable increase in geothermal plants, which should practically double their participation between 1982 and 1995.

It now remains to review the capacity of the electricity-generating program to cope successfully with projections for electricity demand during the period. On the basis of the requirements for electricity demand presented previously and of the evolution in stages (1985, 1990 and 1995) of the availability of hydroelectric and geothermal energy in the electric power system of each country included in the Appendix, Chart 6 shows, in terms of megawatt-years, the electricity balance which results from a comparison of supply and demand.

CHART 6  
BALANCE OF AVAILABLE HYDROELECTRIC +  
GEOTHERMAL ENERGY - ENERGY DEMAND (MW - YEAR)

Year	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Central America
1985	63	89	— 93	— 101	61	14	33
1990	35	10	— 10	— 76	9	— 77	— 109
1995	312	66	149	— 54	— 74	— 12	387

Although these balances are merely indicative, the real possibility of establishing schemes for the exchange of hydro and geothermal energy among the Central American countries can be appreciated. However, as of 1990 it would probably be necessary to generate conventional thermal energy in order to satisfy the regional needs.

The total energy surplus indicated for 1990 would be close to 13% of the regional energy demand anticipated for the same year, primarily because of the entry into operation of three large-scale projects: Chulac and Xalala, in Guatemala, and Cuyamel, in Honduras.

#### EXPANSION OF CENTRAL AMERICAN ELECTRICAL INTERCONNECTIONS

With respect to the expansion of the electric power grid constituted by the binational transmission lines in operation and programmed, as explained previously, there is no agreement whatsoever among the national electrification organizations. An analysis of the expansion of the regional electric power system to the year 2000 was provided by



the study prepared by ECLA/Mexico during the years 1978-1980, with support from the national light and power companies of the region<sup>1</sup> Furthermore, an ambitious idea has been proposed for expanding the geographical dimensions of the Central American electrical interconnections, so as to include Mexico and Colombia; that is the Meso-American interconnection, which will be discussed further on.<sup>2</sup>

In relation to the topic of regional electrical interconnections, it should be mentioned that recently the national electrification organizations of six Central American countries agreed unanimously to set up a Central American Electrification Council (CEAC), with the basic aim of fostering and coordinating regional activities in the electric power subsector.

### **OPERATIONAL FEATURES AND PARAMETERS**

This section analyzes some of the features and estimates some of the parameters typical of hydropower-based systems, using the results in the Appendix. It also presents, in general terms, the amount of energy stored, the average hydroelectricity generation, and the relation between the two, estimated for 1982-1990 and 1995. (See Chart 7.)

This relation provides an idea of the reservoirs' regulating capacity to manage the natural energy contributed by all of the hydropower plants, both cumulative and seasonal.

1. See ECLA. **Regional Study on Electrical Interconnections in the Central American Isthmus**, 2 vol., 1980.
2. For further information, see Bernardo Quintana Arrijoa. **Integration of Hydroelectric Resources in Latin America: A Proposal**, Mexico, April 1981.

CHART 7  
**REGIONAL PARAMETERS OF OPERATION**

	Existing	Anticipated	
	1982	1990	1995
Energy in reservoirs MW-months (a)	2 738	5 773	10 074
Average energy MW-years (b)	809	1 578	2 387
Relation (a) / (b)	3.4	3.6	4.2

It is worthwhile to note that this regulation coefficient has been estimated for the subregion's electricity-generating system considering average energy instead of natural mean energy (runoff), which is not affected by the regularizing effect of the reservoirs or overflows, since these two account for the difference between the two types of energy.

This important relation constitutes a basis for knowledge about integrated regional operation, as well as for planning and designing future hydroelectric projects.

In terms of the subregional electric power system, a tendency for this relation to grow throughout the period can be seen. Starting in 1983 with a stored or in-reservoir energy capacity of nearly 2 740 MW-months (2 TWh), it should reach practically 10 000 MW-months (7.3 TWh) by the middle of the 1990's. In this same period the relation should be maintained in the interval of three to four months per year.

For each Central American country, the estimates of the aforementioned relations are derived from the data presented in the Appendix and shown in Chart 8.

CHART 8  
**ESTIMATED COEFFICIENTS FOR RESERVOIR REGULATION**  
**UNITS: MONTHS PER YEAR**

	Existing	1990	1995
	1982		
Guatemala	0.3	1.7	1.7
El Salvador	2.7	1.7	1.4
Honduras	3.3	10.1	6.3
Nicaragua	6.1	3.4	10.9
Costa Rica	3.0	2.6	2.0
Panama	6.0	4.0	2.4
Central America	3.4	3.6	4.2

According to the program of hydroelectric plant additions envisaged until 1995, the major capacity for modulating the fluctuation in natural water energy in hydropower plants will be concentrated in Honduras (Cañaveral, El Cajon and Cuyamel) and in Nicaragua (Central America, Asturias and Copalar). The former will supply the so-called northern subregion (Guatemala, El Salvador and Honduras), whereas the latter will cover the southern area (Nicaragua, Costa Rica and Panama). Hence, these two countries will constitute support for the others in the area, in terms of the capacity they will have available for receiving eventual energy flows for storage.

This possibility will nonetheless require the existence of a suitable regional and national transmission network for the purpose of making the necessary load displacements.

It would be worthwhile to delve into greater depth in the analysis of the behavior of natural water energy in terms of its monthly (or seasonal) and annual variations.

Figure 2 offers two illustrations of these variations in natural water energy, which, together with the program of electric power plant additions, determine the possibilities for exchanging energy at the regional level. These graphs also depict the hydrological regimen of the basins in the region where the projects most significant for the regional electric power supply are located. They also serve as an example of the behavior of natural hydroenergy: as the natural flows are an uncertain variable, so will be the natural water energy derived therefrom, with average values and interrelatable variations.

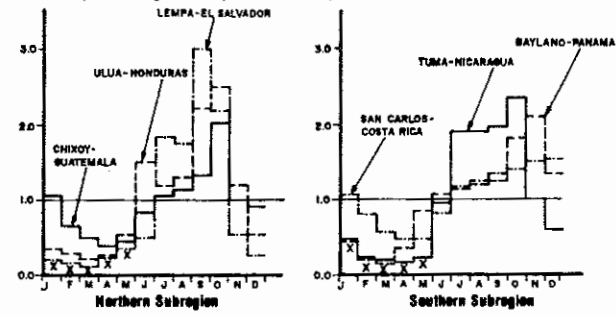
Chart 9 lists the rivers and sites that feed into a larger number of hydroelectric projects of major significance, in operation, under construction or scheduled.

An analysis of the graphs, interpreting variations in average monthly flows and in cumulative annual volumes and referring to the respective average long-term values, makes it possible:

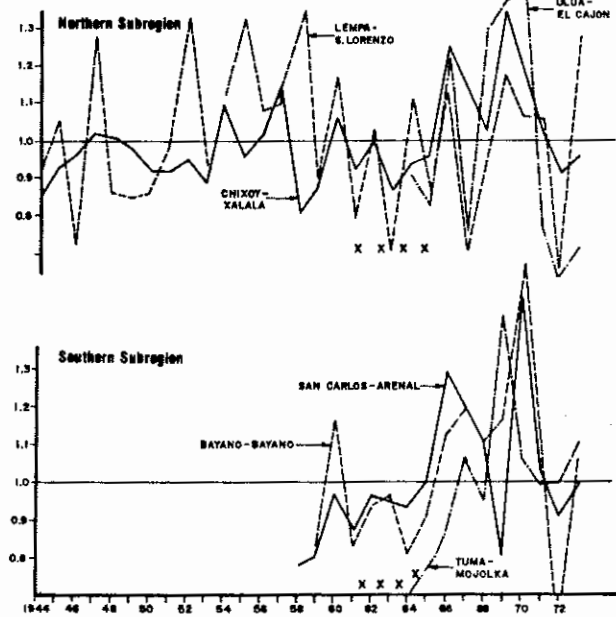
- To observe, **a grosso modo**, that the duration of each season varies slightly from country to country, since for example the dry season in some of them goes from January to May (5 months) while it is from February to May (4 months) in others. Previous studies have identified two sets of season, dry or low-water and wet or rainy. For the countries of the northern part of the region, the dry season would be from November to May (4 380 hours) and the wet season from June to October (4 380 hours), while in the southern part the dry season would extend from February to May (2 920 hours) and the

**FIGURE 2**  
**HYDROLOGICAL REGIMEN OF THE PRINCIPAL**  
**CENTRAL AMERICAN BASINS**

Seasonality of average monthly flows with respect to module



Variation in cumulative annual flows with respect to average value



NOTE: Indication of months in dry season and years in critical period.  
 Module = average long-term flow.

CHART 9  
**MAJOR HYDROELECTRIC PROJECTS**

COUNTRY	RIVER	SITE	PLANTS
Guatemala	Chixoy	Xalala	Pueblo Viejo, Xalala
El Salvador	Lempa	San Lorenzo	Guajoyo, Cerron Grande, 5 Noviembre, El Tigre, San Lorenzo,
Honduras	Humuya	El Cajon	El Cajon
Nicaragua	Tuma	Mojoika	Mojoika
Costa Rica	San Carlos	Arenal	Arenal Complex Corubici
Panama	Bayano	Bayano	Bayano

wet season from June to January (5 480 hours). From the standpoint of energy, the definition of common wet and dry seasons should consider, in addition to the seasonality of other rivers not mentioned in the chart, the energy weight of each one in light of the existing and programmed hydroelectric plants. As indicated in the seasonality graphs, for the sake of simplification, it can be supposed that the dry season will run from December to May and, therefore, the wet season from June to November.

Another topic worthy of mention is the degree of dispersion of the monthly flows with respect to the mean. It can be observed that the rivers of the northern part of the Central American region show a greater degree of dispersion than those in the southern part, which have a more uniform seasonal behavior.

- To identify, considering the annual variation in the cumulative flows with respect to the average long-term value, as indicated in the lower graphs of Figure 2, a period (1961-1965) in which practically all of the cumulative annual runoff of the selected rivers was below the average value. This indicates that, regionally speaking, the critical dry period or simply the critical period falls within this time interval. The "critical period" is understood to be the longest time interval in the hydrological time-series of flows in which the electric power system, starting with its reservoirs completely full, uses all of the the stored energy to guarantee power production.

In this definition of critical period, and consequently of the firm power produced in it, the hydrological sequence of the flows imposed by the seasonal or serial correlations month after month, year

after year, etc., were respected, as well as the spatial (or geographic) sequence from basin to basin, i.e., the reverse of the procedure to define these concepts on the basis of flow duration curves. "Flows of 90 to 95% duration have been adopted (percentage of time in which a fixed flow value is equaled or exceeded). It can be seen that the chronological sequence of events is completely camouflaged in this type of curve, which explains its restricted use."

Although the hydrological logs of recent years would still have to be examined, a superficial analysis indicates that the critical period would extend from the last month of the rainy season in 1962 (November) to the last month of the dry season in 1964 (May), i.e., it would be 19 months, or approximately a year and a half. Nonetheless, by means of a more rigorous study supported by computer models, a different time period from that indicated could be fixed as the critical period. Knowing the critical period of the subregion is very important in planning, designing and operating hydropower systems; and it has been widely used by various international electric power systems such as those in Sweden (Swedish State Power Board), Norway (Norwegian State Power System), the United States (Tennessee Valley Authority - TVA - and Boneville Power Administration-BPA), Canada (British Columbia Hydro) and Brazil (Eletrobras).

- To observe that in 1969-70 the most severe overflows were recorded and that, for similar reasons, this period should be considered for the operation of the integrated electric power system, establishing procedures that will permit the hydro plants to be protected from damage caused by such extreme hydrological conditions as have already occurred in some plants in the region.

## **V. THE MESO-AMERICAN ELECTRICAL INTERCONNECTION**

It is necessary to take into consideration the well-known fact that Mexico has abundant reserves of petroleum and natural gas and, given the need to use water for other purposes, a limited hydroelectric potential.

At the end of 1981 the volume of proven hydrocarbon reserves amounted to nearly 72000 million barrels, which, according to production figures for that year (2.3 million barrels per day) would yield a useful lifetime of 60 years.

---

3. Ecuador. National Meteorological and Hydrological Service. Juergen Oelsner (WMO/UN). **Introduction to Surface Water Hydrology**, Quito, 1965.

Currently, in Mexico hydrocarbons constitute the main source of energy in use, accounting for some 90% of the domestic demand (oil 61%, natural gas 29%, and others 10%), as well as the country's main source of revenue.

This results in a situation of recognized vulnerability in energy and economic terms, whether dealing with its nature as a non-renewable energy source or the tendency of international crude oil prices to drop and thus have intense repercussions for Mexican development, obliging even the cancellation of the nuclear power program proposed so that by the end of the century there would be an installed capacity of 20000MW. Nevertheless, work is still going on to start up the nuclear power plant Laguna Verde (2 x 654 MW) in 1986.

The hydroelectric potential identified in Mexico (in plants in operation, under construction and programmed) is 164.9 TWh/year, that is, nearly 18 800 MW-years, which, with a plant factor of 50%, corresponds to 37 600 MW. Almost 30% of this potential is found in the Grijalva-Usumacinta complex in the Southwest-Gulf area of Mexico. The degree of utilization of the total potential at the end of 1982 was around 20 percent.

The interconnected electric power system of Mexico at the end of 1980 presented a gross thermoelectric generation on the order of 65% of the total value; and conventional thermoelectric stations run on fuel oil, gas, coal and nuclear energy continue to be developed, in line with the programs to expand the generating capacity.

The hydrological regimen of Mexico is, in turn, very similar to that of the Central American countries, with a notably dry season from December to May and a rainy season from June to November.

In Central America, the hydroelectric potential identified through projects is quite significant, as shown in Chart 10.

The estimated project cost at the level of feasibility fluctuates between 2 000 and 2 500 dollars per kW, at 1982 prices.

For its part, the predominant hydrological regimen in the basins of Central America was amply discussed above.

So, at the other extreme, Colombia has --in addition to its large proven coal reserves-- the world's sixth largest hydro potential; its inventory of project sites ascends to 93.1 GW. The installed capacity

CHART 10  
**THE CENTRAL AMERICAN  
 HYDROELECTRIC POTENTIAL**

Country	Nominal Power (MW)	Degree of Utilization as of 1982 (%)
Guatemala	2.640	7.1
El Salvador	960	2.4
Honduras	1.520	7.1
Nicaragua	2.940	3.4
Costa Rica	3.120	14.6
Panama	1.420	17.7
Central America	12.600	10.6

at the end of 1980 made use of approximately 3.2% of that potential; by the year 2000, this figure should reach 20%.

It is worthwhile to mention that most of this potential lies in the Magdalena and Cauca Basins, with 132 projects totalling nearly 35 GW, a little over one third of the total.

These basins belong to the Caribbean watershed, close to the Central American Isthmus. Examining the seasonality of the average monthly flows, it can be observed that there are two maximums and two minimums. In the area of the Cauca Basin, the highs occur in the months of May and November and the lows in February and September. In the Magdalena Basin, the lows occur in the same months, whereas the highs are in May and October. The regimens of these rivers practically coincide with those of the rivers in the Caribbean watershed.

Without going into a more detailed analysis, it can be deduced that to a certain extent they are hydrologically complementary, since the driest month in the Mexican and Central American regimen (May) is one of the "maximum" months in Colombia's hydrological behavior.

The low degree of irregularity observed in the Magdalena and Cauca Basins, produced by hydrological regimens having two alternative maximums and minimums, is of great economic importance, because they imply a moderate investment in flow regularization works. This savings is then reflected in hydroelectric project costs.

Actually, in the budget of the 25 projects considered as "definite", the estimated average cost is nearly 800 dollars per kW (at December 1979 prices), which would be equivalent to approximately 1 300 dollars per kW at the end of 1982.



This brief description does not intend to analyze all of the characteristics of the immense hydro potential of Colombia, but it will aid in providing a clear idea of the possibilities for a renewed proposal for a future long-distance electrical interconnection from Mexico to Colombia. With an extension of approximately 1 800 kms. from the Mexican-Guatemala border to the Panamanian-Colombian border, along the line of international roadways, such a long-distance interconnection could develop according to different electric power configurations involving one or more countries or areas of the Central American region.

In Latin America there are similar electric power schemes such as Brazil's North-Northwest 500-kV interconnection which ties in the Tucuri power plant (7 000 MW) in the Tocantins-Araguaia Basin of the large Amazon region, with the hydroelectric development sites of the San Francisco River, which supply energy to the consumption centers of Recife and Salvador, cities located along the Atlantic Coast.

As an alternative, for the purposes of exercise, a 500-kV interconnected line with a simple circuit and two intermediate substations in Central America has been considered --one in each subregion, so as to act as a point of reference for the exchanges with the countries of the respective areas.

This would be the line following the route from the Mexico/Guatemala border, the El Tigre Hydroelectric Station (540 MW) in El Salvador, the Boruca Hydroelectric Station (810 MW) in Costa Rica, to the Panama/Colombia border. This line could inject some 700 MW into the Mexican electric power system; and its preliminary budget, including the cited intermediate sub-stations in each subregion of Central America and the reducers at each end, would amount to a sum of 1600 million dollars (end of 1982).

## **VI. FINAL CONSIDERATIONS**

Throughout, this article has informed on the different aspects related to the current status and development of the national electric power systems of Central America, including reciprocal interconnections. Likewise, it has analyzed in preliminary form some of the characteristics and typical parameters of planning, designing, and operating hydroelectricity-based systems. From all this has resulted a set of observations on the area that should be studied in greater depth in order to promote more suitable and integral planning, as well as better coordination of the operation of Central America's interconnected system.

A preliminary approach was made to the subject of Meso-American interconnection. In that regard, an attempt was made to determine the complementary aspects of the energy situations, permitting the seasonal exchange of electricity between Colombia, Central America and Mexico.

Basically, it was observed that the hydroelectric potential of Colombia (sixth, worldwide) offers a certain degree of hydrological diversity with respect to the regimen that prevails in Central America and Mexico and therefore constitutes a renewable source of energy to replace the fossil fuels in thermo-electricity; this energy would otherwise be lost in plant overflows.

Another important aspect that would have to be considered is the availability of low-cost marginal electricity generation based on the thermoelectric stations of Mexico, which could prove to be an important complement to the hydroelectric systems in dry seasons.

Such conditions have provided the basis for numerous international plans for interconnections, both in Western and Eastern Europe and North America.

The development of a Meso-American interconnected grid would be technically and economically justifiable by the average utilization factor for the energy which would circulate in the network, and which in the long run would compensate for the investment required in the electric power system's interconnection facilities.

Given its dimension and political complexity, this project should be contemplated for the next decade. Furthermore, it would be convenient to carry out a more detailed study on this possibility.

## APPENDIX

### EXPANSION OF THE GENERATING CAPACITY OF CENTRAL AMERICA'S NATIONAL ELECTRIC POWER SYSTEMS: 1982 - 1995

COUNTRY/ PERIOD/ PLANT	Installed Capacity (MW)		Average Energy (MW)		Energy in Reservoir (MW - months)	
<b>GUATEMALA</b>						
1982 - Existing system						
Hydro: Aguacapa-Jarum-Marina - la (A)-Los Esclavos y Menores	175	175	70	70	20	20
Thermal: (gas turbine and steam)	235	235	188	188	—	—
<b>Total</b>	<b>410</b>	<b>410</b>	<b>258</b>	<b>258</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
1983 - 1985						
Hydro: Pueblo Viejo (A)	300	475	181	251	449	469
Thermal: (retired)	— 35	200	— 28	160	—	—
<b>Total</b>	<b>265</b>	<b>675</b>	<b>153</b>	<b>411</b>	<b>449</b>	<b>469</b>
1986-1990						
Hydro: Santa Maria II (Santa Maria (retired))	63	538	28	279	—	469
Geo: Zunel	15	15	11	11	—	—
Thermal: Rubel santo-Eximbal	75	275	60	220	—	—
<b>Total</b>	<b>153</b>	<b>828</b>	<b>99</b>	<b>510</b>	<b>—</b>	<b>469</b>
1991-1995						
Hydro: Chulac (A) Xalala (E)	760	1 298	364	643	597	1 066
Geo:	—	15	—	11	—	—
Térmica:	—	275	—	220	—	—
<b>Total</b>	<b>760</b>	<b>1 588</b>	<b>364</b>	<b>874</b>	<b>597</b>	<b>1 066</b>
<b>EL SALVADOR</b>						
1982-Existing system						
Hydro: Cerron Grande (A)	232	232	129	129	351	351
Geo: Ahuachapan	95	95	67	67	—	—
Thermal: (gas turbine and steam)	147	147	118	118	—	—
<b>Total</b>	<b>474</b>	<b>474</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>351</b>	<b>351</b>
1983-1985						
Hydro: San Lorenzo	180	412	82	211	—	351
Geo:	—	95	—	67	—	—
Thermal:	—	147	—	118	—	—
<b>Total</b>	<b>180</b>	<b>654</b>	<b>82</b>	<b>396</b>	<b>—</b>	<b>351</b>

COUNTRY/ PERIOD/ PLANT	Installed Capacity (MW)		Average Energy (MW)		Energy in Reservoir (MW - months)	
1986-1990						
Hydro: 5 de Noviembre (expansion)	120	532	—	211	—	351
Geo: Berlín	55	150	39	106	—	—
Thermal:	125	272	100	218	—	—
<b>Total</b>	<b>300</b>	<b>854</b>	<b>139</b>	<b>535</b>	<b>—</b>	<b>351</b>
1991-1995						
Hydro: Cerrón Grande (A) (expansion) El Tigre (A)	608	1 140	204	415	227	578
Geo: Geothermal unit	55	205	39	145	—	—
Thermal:	100	372	80	298	—	—
<b>Total</b>	<b>763</b>	<b>1 717</b>	<b>323</b>	<b>858</b>	<b>—</b>	<b>578</b>
<b>HONDURAS</b>						
1982-Existing system						
Hydro: Cañaveral (A)-Rio Lindo - El Nispero	132	132	74	74	247	247
Thermal: (gas turbine and diesel)	112	112	78	78	—	—
<b>Total</b>	<b>244</b>	<b>244</b>	<b>152</b>	<b>152</b>	<b>247</b>	<b>247</b>
1983-1985						
Hydro:	—	132	—	74	—	247
Thermal: Puerto Cortes (diesel)	25	137	18	96	—	—
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>269</b>	<b>18</b>	<b>170</b>	<b>—</b>	<b>247</b>
1986-1990						
Hydro: El Cajon (A)	292	424	159	233	2 095	2 342
Thermal:	—	137	—	96	—	—
<b>Total</b>	<b>292</b>	<b>561</b>	<b>159</b>	<b>329</b>	<b>2 095</b>	<b>2 342</b>
1991-1995						
Hydro: Cuyamel (A)	300	724	285	518	918	3 260
Thermal:	—	137	—	96	—	—
<b>Total</b>	<b>300</b>	<b>861</b>	<b>285</b>	<b>614</b>	<b>918</b>	<b>3 260</b>
<b>NICARAGUA</b>						
1982-Existing system						
Hydro: Centroamerica (A)	100	100	40	40	243	243
C. Fonseca	190	190	152	152	—	—
Thermal: (steam turbine and diesel)	190	190	152	152	—	—
<b>Total</b>	<b>290</b>	<b>290</b>	<b>192</b>	<b>192</b>	<b>243</b>	<b>243</b>
1983-1985						
Hydro: Asturias (reservoir) (E)	—	100	10	50	77	320
Geo: Momotombo I	35	35	25	25	—	—
Thermal:	—	190	—	152	—	—
<b>Total</b>	<b>35</b>	<b>325</b>	<b>35</b>	<b>227</b>	<b>77</b>	<b>320</b>

COUNTRY/ PERIOD/ PLANT	Installed Capacity (MW)		Average Energy (MW)		Energy in Reservoir (MW - months)	
<b>1986-1990</b>						
Hydro: Larreynaga-Río Y-Y						
Mojolka-Menores	216	316	93	143	—	320
Geo: Momotombo II, El Hoyo I	70	105	50	75	—	—
Thermal: (retired)	— 40	150	— 32	120	—	—
<b>Total</b>	<b>246</b>	<b>571</b>	<b>111</b>	<b>338</b>	<b>—</b>	<b>320</b>
<b>1991-1995</b>						
Hydro: Copalar (A)	160	476	122	265	2.559	2.879
Geo: El Hoyo II-Masaya I	90	195	64	139	—	—
Thermal:	—	150	—	120	—	—
<b>Total</b>	<b>250</b>	<b>821</b>	<b>186</b>	<b>524</b>	<b>2.559</b>	<b>2.879</b>
<b>COSTA RICA</b>						
1982-Existing system						
Hydro: Arenal (A)						
Corubici-Cachi (E)-Río						
Macho-La Garita-Menores	619	619	368	368	1 107	1 107
Thermal: (gas turbine and steam)	100	100	80	180	—	—
<b>Total</b>	<b>719</b>	<b>719</b>	<b>448</b>	<b>448</b>	<b>1 107</b>	<b>1 107</b>
<b>1983-1985</b>						
Hydro: Reduction Cachi-Río						
Macho (extraction de 1.8 m 3/5) (metropolitan aqueduct)	—	619	— 9	359	—	1 107
Thermal: (retired)	— 24	86	— 19	61	—	—
<b>Total</b>	<b>— 24</b>	<b>705</b>	<b>— 28</b>	<b>420</b>	<b>—</b>	<b>1 107</b>
<b>1986-1990</b>						
Hydro: Ventanas-Garita-Retiro						
de Ventanas-Sandillal	113	732	59	418	—	1 107
Geo: Geotérmica I	52	52	39	39	39	—
Thermal: (retired)	— 36	50	— 29	32	—	—
<b>Total</b>	<b>127</b>	<b>834</b>	<b>69</b>	<b>489</b>	<b>39</b>	<b>1 107</b>
<b>1991-1995</b>						
Hydro: Palomo-Angostura	210	924	129	547	—	1 107
Geo: Geotérmica II	52	104	39	78	—	—
Thermal: (retired)	— 20	— 30	— 16	16	—	—
<b>Total</b>	<b>242</b>	<b>998</b>	<b>152</b>	<b>641</b>	<b>—</b>	<b>1 107</b>
<b>PANAMA</b>						
1982-Existing system						
Hydro: Bayano (A) Los Valles						
La Estrella-Menores	251	251	128	128	770	770
Thermal: (gas-steam-diesel)	290	290	232	232	—	—
<b>Total</b>	<b>541</b>	<b>541</b>	<b>360</b>	<b>360</b>	<b>770</b>	<b>770</b>

COUNTRY/ PERIOD/ PLANT	Installed Capacity (MW)		Average Energy (MW)		Energy in Reservoir (MW - months)	
<b>1983-1985</b>						
Hydro: Fortuna	321	572	158	286	770	720
Thermal: (retired)	— 8	282	— 6	226	—	—
<b>Total</b>	<b>313</b>	<b>854</b>	<b>152</b>	<b>512</b>	<b>770</b>	<b>720</b>
<b>1986-1990</b>						
Hydro: Fortuna (E) (expansion of dam)	75	647	8	294	414	1.184
Bayano (expansion of capacity)	— 23	259	— 18	208	—	—
Thermal: (retired)	—	—	—	—	—	—
<b>Total</b>	<b>52</b>	<b>906</b>	<b>— 10</b>	<b>502</b>	<b>414</b>	<b>1.184</b>
<b>1991-1995</b>						
Hydro: Changuinola	300	947	205	449	—	1.184
Thermal: (retired)	— 20	239	— 16	192	—	—
<b>Total</b>	<b>280</b>	<b>1.186</b>	<b>189</b>	<b>691</b>	<b>—</b>	<b>1.184</b>
<b>CENTRAL AMERICA</b>						
<b>1982-Existing systems</b>						
Hydro:	—	1.509	—	809	—	2.738
Geo:	—	95	—	67	—	—
Thermal:	—	1.074	—	848	—	—
<b>Total</b>		<b>2.678</b>		<b>1.724</b>		
<b>1983-1985</b>						
Hydro:	—	2.310	—	1.231	—	3.164
Geo:	—	130	—	92	—	—
Thermal:	—	1.042	—	813	—	—
<b>Total</b>		<b>3.482</b>		<b>2.136</b>		<b>3.164</b>
<b>1986-1990</b>						
Hydro:	—	3.189	—	1.578	—	5.773
Geo:	—	322	—	231	—	—
Thermal:	—	1.143	—	894	—	—
<b>Total</b>		<b>4.654</b>		<b>2.703</b>		<b>5.773</b>
<b>1991-1995</b>						
Hydro:	—	5.527	—	2.887	—	10.074
Geo:	—	519	—	373	—	—
Thermal:	—	1.203	—	942	—	—
<b>Total</b>		<b>7.249</b>		<b>4.202</b>		<b>10.074</b>

NOTES: Adopted energy units: 1 MW-year = 8 760 MWh and 1 MW-month = 730 MWh. Adopted capacity or plant factors: Geothermal = 70% (based on operating experience at Ahuachapan); Gas turbine and steam = 80%; Gas turbine and diesel = 70%; Steam turbine and diesel = 80%.

## BIBLIOGRAPHY

- Cepal, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano: (E/CEPAL/CCE/SC-5/135)-2 v., 1980.
- Cooperación Técnica del Gobierno Suizo — Subcomité Centroamericano de Electrificación, Informe sobre la situación energética en América Central, Tratado General de Integración Económica Centroamericana (ELETRO - WATT), Sept. 1969.
- Ecuador, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Ing. Juergen Oeisner (OMN/ONU): Introducción a la hidrología de aguas superficiales. Quito: 1965.
- Naciones Unidas, Los Recursos Hidráulicos de América Latina: III - Bolivia y Colombia, Nueva York: 1964.
- México, Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, Plan Nacional Hidráulico - 1981 - Anexo III - Usos del agua.
- Linstey, R. K., Water Resources Engineering - Nueva York: McGraw Hill, 1972.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), Información climatológica - hidrometeorológica - Grijalva Usumacinta, 1981.
- Colombia, Departamento Nacional de Planeación - Ministerio de Minas y Energía: Estudio Nacional de Energía, Megía Millón y Perry Ltda. 1981.
- Silva, Affonso M. F., Metodología de Analise das Interligacoes de Grande Porte entre Sistemas de Energia Eléctrica - V.Snptee, Recife, Brasil: 1977.
- Silva, Affonso M. F., Optimal Operation of an Electric Power System - LP Model, Post Graduate Project - Virginia Polytechnic Institute and State University - Blacksburg, jul, 1971.
- Sautter, Edouard André, Studies in the Long-Range Planning of Inerties between Electric Power Systems, IESS, Stanford University, jul, 1964.
- Bergougnoux, J., F. Lehmans, F. P. Jenking, C. Marique y P. L. Nofery, Planning of Interconnections Between Electrical Systems, (CIGRE-1974 Sección-Report N° 32 - 17).
- Quintana Arrijoa, B., Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: Un planteamiento, abr. 1981.
- Ehlert, J., J. Henriksen, K. Amudsen, A. Jahkola y T. Johanson, Network Planning Activities in the Interconnected NORDEL Power System (CIGRE-1974 Section - Report N° 32 - 02).
- Galloway, C. D., L. L. Garver, L. K. Kirchmayear y A. J. Wood, "Generation - Transmission Expansion Planning", Proceedings Power System Computaton Conference, 1966.
- Goldsmith, K., H.A. Luder y J. Wahl, Power Exchange in Europe - Energy International, feb. 1968.