



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/IV/7
Febrero de 1977

ORIGINAL: ESPAÑOL

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

Cuarta reunión
Panamá, Rep. de Panamá, 24 a 26 de febrero de 1977

ANALISIS PRELIMINAR DEL SISTEMA INTERNACIONAL DE INTERCONEXION
ELECTRICA PARA EL ISTMO CENTROAMERICANO

(Bases para el análisis)

1944
1945
1946
1947
1948
1949
1950
1951
1952
1953
1954
1955
1956
1957
1958
1959
1960
1961
1962
1963
1964
1965
1966
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025

1944

1945

1946

1947

1948

1949

1950

1951

1952

1953

1954

1955

1956

1957

1958

1959

1960

1961

1962

1963

1964

1965

1966

1967

1968

1969

1970

1971

1972

1973



INDICE

	<u>Página</u>
1. Objetivo	1
2. Definición de alternativas y representación del sistema	1
3. Metodología del análisis	3
4. Resultados preliminares	7
5. Conclusiones	9
Anexo 1: Programas de instalaciones para las alternativas planteadas	
Anexo 2: Selección de nodos para el análisis del sistema	
Anexo 3: Características del sistema inicial equivalente	
Anexo 4: Demandas y producción por nodos	
Anexo 5: Costo de líneas en desarrollo	
Anexo 6: Breve descripción de los modelos utilizados	
Anexo 7: Resultados de los análisis efectuados	

1. Objetivo

El presente informe tiene como objetivo presentar el método de análisis que se ha establecido para definir la red internacional de interconexión que haga posible efectuar las transferencias de energía calculadas a partir de los estudios de operación de los sistemas del Istmo Centroamericano. El costo de la red así definida servirá de base para la justificación económica de la interconexión de la región o de grupos de países, mediante su comparación con el costo del desarrollo de las redes cuando se estudia el abastecimiento aislado de los sistemas, sin considerar aquellas líneas que no están directamente involucradas en la interconexión.

El método de análisis propuesto, que se encuadra dentro de un sistema que es objeto de un informe separado,^{1/} se aplicó a los programas de abastecimiento eléctrico definidos para el caso de los países aislados y los resultados obtenidos con el Modelo Global de Selección de Inversiones MGI para el sistema interconectado con abastecimiento integrado.

Debido a la incertidumbre existente respecto a los proyectos hidroeléctricos que serían desarrollados (los que cobran especial importancia en la definición de la red), los resultados se presentan a título informativo. Estos podrán modificarse en la medida que se alteren los programas de obras que se están considerando. Sin embargo, las bases y criterios adoptados fueron establecidos en forma conservadora a fin de obtener resultados relativamente altos del costo de inversión de la red internacional.

2. Definición de alternativas y representación del sistema

a) Alternativas planteadas

Las alternativas estudiadas corresponden a las definidas en la evaluación de beneficios globales de la interconexión,^{2/} designadas como:

-
- ^{1/} Análisis comparativo de las metodologías SIPSE, WASP y MGI para su aplicación en el Istmo Centroamericano. (CCE/SC.5/GRIE/IV/4).
- ^{2/} Resultados preliminares del estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano. (Evaluación de los beneficios globales de la interconexión (CCE/SC.5/GRIE/IV/6)).

Alternativa B - Sistema interconectado con abastecimiento integrado, en el cual la planificación de las obras se hizo con criterio de área única.

Alternativa C - Sistema integrado con abastecimiento independiente, en el cual se conservan los programas de abastecimiento de los países aislados y la operación de los sistemas se efectúa en forma integrada.

Los programas de obras que se consideraron para ambos casos en el análisis de la red se presentan en el Anexo 1.

b) Selección de nodos para representar el sistema

Fue necesario representar el sistema eléctrico del Istmo mediante una red simplificada y que sin embargo se adapte en forma adecuada a las características de los sistemas eléctricos y a la distribución espacial de la demanda.

Por razones de facilidad de cálculo y de limitaciones de algunos de los modelos de computación disponibles convino utilizar una red con 24 nodos y 25 ramas (puntos que son susceptibles de ser unidos por líneas).

En el anexo 2 se presentan los nodos seleccionados para el Istmo como región interconectada, los que fueron cuidadosamente seleccionados de tal forma que permiten visualizar fácilmente las rutas posibles que podrían seguir las líneas de interconexión y de modo que puedan integrarse en ellos tanto las demandas como los posibles aportes de la región que ellos representan.

La configuración del sistema de transmisión existente al inicio del estudio se adaptó a los nodos seleccionados, calculándose sus características equivalentes. El sistema inicial de transmisión adaptado se presenta en el anexo 3.

Las demandas para la región que abarca cada nodo, así como la producción de centrales hidroeléctricas y térmicas existentes y futuras en ambas alternativas estudiadas, se concentraron en los nodos correspondientes. Los resultados de producción y demanda por nodos se presentan en el anexo 4.

c) Características técnicas y costos de las líneas en desarrollo

i) Tensiones de transmisión. En virtud de que las distancias entre nodos son relativamente largas, se eligió como tensión mínima para desarrollar 230 kV. La elección de la siguiente tensión se basó en las características del desarrollo futuro de los sistemas aislados que adoptaron 345 y 400 kV. Los primeros procesos consideraron 345 kV pero se observó que no era suficiente para las ramas más largas, por lo que se decidió utilizar 400 kV.

ii) Costos. Los costos directos de construcción de las líneas se estimaron en promedio sin considerar diferencias por condiciones topográficas. En concordancia con el resto de los datos del estudio, el nivel de precios corresponde a fines de 1974. (Véase el anexo 5.) Para el cálculo de la inversión se consideraron intereses intercalares al 9% anual y vida útil de 50 años. Los costos fijos anuales de operación y mantenimiento se estimaron en un 1.5% de la inversión. El costo de la energía no servida se estimó en 0.30 dólares/kWh.

iii) Reactancia y capacidad. La reactancia de las líneas en desarrollo se estimaron con base en disposiciones típicas de conductores y la capacidad se calculó mediante fórmulas empíricas y tablas de referencia.^{3/}

3. Metodología del análisis

a) Generalidades

La selección de la metodología de análisis se presenta y justifica en documento aparte.^{4/}

Los estudios preliminares se hicieron utilizando los modelos PROLOG y LOG. El primero propone una red básica de acuerdo a los flujos por transmitir; el segundo recomienda refuerzos a la red por razones de confiabilidad.

^{3/} Principalmente las obtenidas del libro Transmission and Distribution, Westinghouse Electric Co.

^{4/} Análisis comparativo de las metodologías SIPSE, WASP y MGI para su aplicación en el Istmo Centroamericano, op. cit.

Considerando que la finalidad del estudio es obtener el costo de una red que haga posible las transferencias de energía, no se necesita llegar a un nivel muy acabado en la definición de la misma. Sin embargo, es necesario probar su factibilidad técnica.

Por este motivo se consideró necesario hacer análisis adicionales mediante un modelo de flujos lineales (FLN) que prueba la factibilidad técnica de la red considerando las características de las líneas. En el caso 6 se presenta una breve descripción de los modelos utilizados. Para procesos posteriores se recomienda, además, analizar la red mediante el modelo de Flujos Reales, que permitiría ilustrar la factibilidad de la red con mayor refinamiento, añadiendo las magnitudes de voltaje en cada nodo, las pérdidas y las compensaciones de reactivos necesarias.

Las adiciones de potencia consideradas en los programas de desarrollo están definidas para 3 periodos de 3 años y un periodo de 5 años, desconociéndose la forma en que entran los proyectos dentro del periodo. Considerando que el sistema debe ser capaz de aceptar las adiciones de potencia y el crecimiento de la demanda durante todo el periodo, los estudios se hicieron con estos datos para el último año del periodo, pero a la hora de estimar las inversiones se supuso que las instalaciones se efectúan el primer año, según se indica a continuación.

<u>Periodo</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>
Años incluidos	1981-1983	1984-1986	1987-1989	1990-1994
Año medio	1982	1985	1988	1992
Año considerado para estudiar la red	1983	1986	1989	1994
Año en que debe construirse la red	1981	1984	1987	1990

Como se establece en la referencia^{5/} el análisis definitivo del sistema de transmisión debería hacerse con los resultados de intercambio de energía a nivel mensual, informaciones con las que no se cuenta aún.

5/ Análisis comparativo de las metodologías SIPSE, WASP y MGI para su aplicación en el Istmo Centroamericano, op. cit.

A falta de estos antecedentes y con el objeto de apreciar una situación que refleje en alguna forma la distribución anual de la generación de los proyectos hidroeléctricos, se decidió trabajar a nivel semestral (temporadas seca y húmeda) para las cuales se calcularon las demandas de potencia y energía y la producción de los proyectos por nodo.

Con el objeto de representar en mejor forma las posibles transferencias destinadas a ahorrar combustible, no se consideraron en la operación las unidades de punta, forzando de esta forma mayores transmisiones.^{6/}

b) Aplicación del modelo PROLOG

El modelo PROLOG se aplicó a los cuatro años indicados (1983, 1986, 1989 y 1994) para las dos alternativas.

Los resultados detallados de los procesos se presentan en el anexo 6. Un resumen de los mismos se incluye en el cuadro 1, en el que se indican las adiciones de redes propuestas por el modelo para los años 1981, 1984, 1987 y 1990 en las dos alternativas estudiadas.

Se observa que el número de líneas requeridas en alguno de los años decrece en años posteriores. En general se adoptó el criterio de suponer que esas líneas deberán instalarse de todas formas aunque su utilización decrezca hacia el futuro.

c) Aplicación del modelo de Flujos Lineales

La aplicación del modelo de flujos lineales se restringió al sistema definido para 1994 (a ser instalado en 1990). Para los años intermedios en que tanto demandas como aportes son mucho más pequeños se aceptaron los resultados del modelo PROLOG. En este caso se utilizaron dos temporadas en el año (seca y húmeda) para repartir demandas y aportaciones hidráulicas. Los procesos efectuados con la red propuesta por el modelo PROLOG mostraron no factibilidad (por aparición de ángulos de voltaje muy elevados) en algunas de las ramas. Se agregaron refuerzos en dichas ramas y se repitió

^{6/} En los estudios definitivos no será necesario adoptar tales simplificaciones debido a que se tendrá una mejor aproximación en la potencia generada por cada unidad en base y en la punta.

Cuadro 1

REFUERZOS DE LINEAS PROPUESTAS POR EL MODELO PROLOG, 1981 A 1990

	Alternativa							
	B				C			
	1981	1984	1987	1990	1981	1984	1987	1990
Chixoy-Guatemala								
Guatemala-Escuintla								
Escuintla-Moyuta								
Moyuta-Ahuachapán	1x230	1x230	1x230	1x230	1x230	1x230	1x230	1x230
Ahuachapán-San Salvador	1x230			3x230	1x230			
San Salvador-Cerrón Grande	1x230	2x230	2x230	4x230	1x230	1x230	1x230	4x230
San Salvador-San Miguel				1x230				
San Miguel-Pavana	1x230		1x230	1x230	1x230		1x230	1x230
Pavana-Tegucigalpa		1x230		1x230			1x230	2x230
Tegucigalpa-S. Pedro Sula	1x230	1x230	1x230		1x230	1x230		
S. Pedro Sula-La Ceiba								
Pavana-León	1x230	1x230	1x230	1x230	1x230		1x230	3x230
León-Sébaco								
León-Managua								2x230
Managua--Copalar				2x230		2x230	2x230	2x230
Managua-Arenal	1x230	1x230	1x230	1x230	1x230	1x230	2x230	4x230
Arenal-San José	1x230	1x230			1x230	1x230	1x230	3x230
San José-Boruca			1x230	3x230				
Boruca-David			1x400					
San José-Limón		1x230	2x230	2x230				2x230
Limón-Changuinola		1x230		1x230		1x230	1x230	1x230
Changuinola-David		1x400		3x400		1x400	2x400	4x400
David-Divisa		1x400	1x400	3x400		1x400	1x400	3x400
Divisa-Panamá		1x400	1x400	2x400		1x400	1x400	2x400

/el proceso

el proceso hasta conseguir que todos los ángulos de voltaje fueran aceptables.

Los resultados detallados de los procesos se presentan en el anexo 6.

En las figuras 1 y 2 se entregan a título informativo los diagramas de flujo para las dos alternativas en 1994. Los refuerzos necesarios por factibilidad se muestran en el cuadro 2.

Cuadro 2

REFUERZOS ADICIONALES REQUERIDOS POR EL MODELO DE FLUJOS
LINEALES PARA 1994

Alternativa línea	Refuerzo	
	B	C
Chixoy - Guatemala	1 x 230	1 x 230
Ahuachapán - San Salvador		1 x 230
San Pedro Sula - La Ceiba	1 x 230	1 x 230
Pavana - León	1 x 230	
Managua - Arenal	1 x 230	
Arenal - San José	1 x 230	

d) Aplicación del modelo LOG

El modelo LOG se aplicó a la red definida en los procesos anteriores para el año 1994. No se obtuvieron refuerzos adicionales a las redes. (Véase el anexo 7.)

4. Resultados preliminares

a) Adiciones y costos de la red de interconexión

El resumen de refuerzos y adiciones de la red definidos por los modelos PROLOG, FLN y LOG (suma de los cuadros 1 y 2) indica las siguientes líneas:

/LONGITUD

LONGITUD DE LINEAS A SER ADICIONADAS

(km)

Alternativa	B				C			
	1981	1984	1987	1990	1981	1984	1987	1990
Año	1981	1984	1987	1990	1981	1984	1987	1990
Líneas 230 kV	897	303	210	1 843	897	542	318	1 844
Líneas 400 kV	-	505	132	832	-	505	110	832

Los costos de las adiciones para cada año característico serían los del cuadro 3.

Cuadro 3

COSTO DE INVERSION Y OPERACION DE ADICIONES Y REFUERZOS^{a/}

(Millones de dólares)

	1981	1984	1987	1990	Costo total actualizado
	<u>Alternativa B</u>				
Líneas 230 kV	64.2	21.7	15.0	131.9	
Líneas 400 kV	-	55.2	14.4	91.0	
Total	<u>64.2</u>	<u>76.9</u>	<u>29.4</u>	<u>229.9</u>	<u>214.0</u>
	<u>Alternativa C</u>				
Líneas 230 kV	64.2	38.8	22.8	132.0	
Líneas 400 kV	-	55.2	12.0	91.0	
Total	<u>64.2</u>	<u>94.0</u>	<u>34.8</u>	<u>223.0</u>	<u>229.0</u>

^{a/} Incluye costos de inversión en las subestaciones terminales y costos de operación y mantenimiento de las líneas.

/b) Costos

b) Costos de las redes nacionales

Los costos de las redes estudiadas para los programas de desarrollo de los sistemas aislados (alternativa A) se estimaron con base en las adiciones estudiadas por cada país, mediante el empleo de los modelos PROLOG y LOG,^{7/} y tomando en consideración sólo las líneas que están directamente involucradas en la interconexión.

Los resultados se indican en el cuadro 4.

Cuadro 4

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION DE ADICIONES DE RED DEFINIDOS
PARA LOS PROGRAMAS NACIONALES

(Millones de dólares)

	1981	1984	1987	1990	Costo total actualizado
Guatemala	-	-	1.2	1.7	
El Salvador	-	-	1.5	2.7	
Honduras	4.6	11.3	10.6	-	
Nicaragua	-	9.8	11.4	2.0	
Costa Rica	-	-	-	-	
Panamá	44.3	24.5	56.3	56.3	
<u>Total</u>	48.9	45.6	81.0	62.7	145.2

5. Conclusiones

El costo total actualizado de los programas de adiciones de líneas y subestaciones para la interconexión de los sistemas eléctricos del Istmo alcanzarían, según las estimaciones preliminares de este estudio, a 214 millones de dólares en la alternativa de interconexión con abastecimiento integrado (B), y a 229 millones en la alternativa de abastecimiento aislado (C). Por su parte, el costo del desarrollo aislado de los sistemas alcanza 145 millones de dólares en valor presente. Así pues, el costo imputable a la

/interconexión

interconexión en sistemas de transmisión significaría 69 millones de dólares en la alternativa B y 84 millones en la alternativa C.

Cabe observar que las diferencias de costo entre alternativas se deben principalmente a cambios de prioridad en adiciones hidroeléctricas (Por ejemplo la línea Copalar-Managua se instala en la alternativa C en 1984 mientras que en la alternativa B lo hace en 1990.)

Estos resultados dependen, como es lógico, de una serie de factores que no están muy bien determinados en la actualidad. (Demandas, programas de desarrollo hidroeléctrico, transferencias de energía, etc.). El objetivo principal del estudio, sin embargo, se estima alcanzado al probar una metodología aceptable para determinar las características y estimar un orden de magnitud del costo de la red adicional que requeriría la interconexión eléctrica entre los países del Istmo Centroamericano.

ANEXOS

Anexo 1

PROGRAMAS DE INSTALACIONES PARA LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS

Cuadro 1

PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO. ALTERNATIVA DE DESARROLLO INTEGRADO (B)

Período	País	Proyecto	Potencia MW	Energía GWh
A. Desarrollo hidroeléctrico				
1981-1983	Guatemala	Pueblo Viejo	300	1 650
	El Salvador	San Lorenzo	180	750
	Honduras	El Cajón	296	1 400
	Costa Rica	Corobicí	162	840
	Panamá	Fortuna	260	1 420
1984-1986	El Salvador	Zapotillo	120	552
	Honduras	Remolino	128	746
	Costa Rica	Siquirres	300	2 000
	Costa Rica	Guayabo	153	1 200
1987-1989	Guatemala	Xalalá	219	1 050
	Costa Rica	Boruca	760	4 531
1990-1994	Guatemala	Polochic	126	
	Guatemala	Senuc	123	660
	El Salvador	El Tigre	536	1 560
	Nicaragua	Copalar	330	1 520
	Panamá	Changuinola	610	2 840
	Panamá	Teribe I	296	1 600
	Panamá	Teribe II	264	1 600

/(Continúa)

Cuadro 1 (Conclusión)

Pais	1981-1983	1984-1986	1987-1989	1990-1994
B. Instalaciones geotérmicas (MW)				
Guatemala	-	60	90	90
El Salvador	60	60	90	-
Honduras	-	-	-	-
Nicaragua	50	-	60	300
Costa Rica	-	60	60	150
Panamá	-	-	-	30
C. Turbinas a gas (MW)				
Guatemala	-	-	-	75
El Salvador	-	-	-	425
Honduras	-	-	-	-
Nicaragua	-	-	-	-
Costa Rica	-	-	-	-
Panamá	-	-	-	-
D. Térmico vapor (MW)				
Guatemala	-	-	-	-
El Salvador	-	-	-	-
Honduras	-	-	-	-
Nicaragua	-	-	-	-
Costa Rica	-	-	-	-
Panamá	-	-	-	-

Cuadro 2

PROGRAMA DE DESARROLLO ELECTRICO. ALTERNATIVA
DE DESARROLLO INDEPENDIENTE (C)

Período	País	Proyecto	Potencia MW	Energía GWh
<u>A. Desarrollo hidroeléctrico</u>				
1981-1983	Guatemala	Pueblo Viejo	300	1 650
	El Salvador	San Lorenzo	180	750
	Honduras	El Cajón	296	1 400
	Costa Rica	Corobicí	162	840
	Panamá	Fortuna	260	1 420
1984-1986	Nicaragua	Copalar	330	1 520
	Panamá	Teribe IC	296	1 600
1987-1989	Guatemala	Chicoc	206	1 320
	El Salvador	Paso del Oso	40	140
	El Salvador	5 de Noviembre ^{a/}	60	-
	Honduras	Piedras Amarillas	310	1 240
	Costa Rica	Guayabo	153	1 200
	Panamá	Teribe IIA	264	1 600
	1990-1994	Guatemala	Semuc	123
Guatemala		Xalalá	219	1 050
El Salvador		El Astillero	15	90
El Salvador		5 de Noviembre ^{a/}	60	-
El Salvador		El Tigre	536	1 560
Honduras		Cuyamel	680	2 670
Costa Rica		Siquirres	300	2 000
Panamá		Changuinola	610	2 840

/(Continúa)

Cuadro 2 (Conclusión)

Pais	1981-1983	1984-1986	1987-1989	1990-1994
B. <u>Instalaciones geotérmicas (MW)</u>				
Guatemala	-	60	90	90
El Salvador	60	60	90	-
Honduras	-	-	-	-
Nicaragua	50	-	60	280
Costa Rica	-	-	-	30
Panamá	-	-	-	30
C. <u>Turbina a gas (MW)</u>				
Guatemala	-	-	-	30
El Salvador	-	-	50	75
Honduras	-	-	-	-
Nicaragua	-	-	-	75
Costa Rica	-	-	-	-
Panamá	-	-	50	174
D. <u>Térmico vapor (MW)</u>				
Guatemala	-	-	-	150
El Salvador	-	-	-	50
Honduras	-	-	-	-
Nicaragua	-	-	-	-
Costa Rica	-	-	-	-
Panamá	-	-	-	-

a/ Sobreequipo.

Anexo 2

SELECCION DE NODOS PARA EL ANALISIS DEL SISTEMA

1. Guatemala

Los nodos seleccionados son Moyuta, Escuintla, Ciudad Guatemala y Chixoy. El nodo Moyuta comprende la barra de Moyuta; el nodo Escuintla comprende las barras de Aguacapa y Escuintla; el nodo Ciudad Guatemala comprende las barras de Jurún Marinalá, Guate Sur y Guate Norte, y el nodo Chixoy incluye las barras de San Cristóbal Verapaz, Chixoy, y los cuatro proyectos hidroeléctricos propuestos por Guatemala.

El nodo Moyuta, que físicamente coincide con la población de Moyuta, ha sido seleccionado a fin de poner en manifiesto la ruta de interconexión con El Salvador, en caso que el programa de computadora demostrase que debe existir una línea que, partiendo del nodo Moyuta, une a Guatemala con El Salvador. Que las características de la región hayan sido concentradas en Moyuta se explica debido al potencial geotérmico de Moyuta.

El nodo Escuintla, que físicamente coincide con la ciudad de Escuintla, y que concentra todas las características de la zona en dicha ciudad, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de generación importante, y por lo tanto el sistema de transmisión que lo une con los otros nodos resulta de interés.

El nodo Ciudad Guatemala, que físicamente coincide con la ciudad de Guatemala, y que concentra todas las características de la zona en dicha ciudad, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de consumo importante, y por lo tanto el sistema de transmisión necesario para suplirlo resulta de interés.

El nodo Chixoy, que físicamente coincide con el proyecto Chixoy, y que concentra todas las características de la zona en dicho proyecto, ha sido seleccionado debido a su potencial como productor de energía. Además, es posible que de este nodo partan líneas de interconexión hacia Honduras, y por lo tanto es deseable exhibir estas líneas en caso de presentarse.

2. El Salvador

2. El Salvador

Los nodos seleccionados son San Salvador, San Miguel, Ahuachapán y Cerrón Grande. El nodo San Salvador comprende las barras de San Rafael Cedros, Tecoluca, San Martín, Soyapango, Nejapa, Opico, San Antonio Abad y Nuevo Cuscatlán. El nodo San Miguel comprende las barras de Usulután, San Lorenzo, Berlín y San Miguel. El nodo Ahuachapán comprende las barras de Ahuachapán, Guajoyo, Santa Ana, Sonsonate, y Acajutla, y el nodo Cerrón Grande comprende las barras de Cerrón Grande, 5 de Noviembre, El Tigre, Astillero, Paso del Oso y El Zapotillo.

El nodo San Salvador, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características de la zona, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de consumo importante, y por lo tanto el sistema de transmisión necesario para servirlo es de interés.

El nodo San Miguel, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la zona, ha sido seleccionado para poner de manifiesto si de este nodo partirán líneas de interconexión hacia Honduras.

El nodo Ahuachapán, que coincide con el sitio del mismo nombre, y donde se resumen las características eléctricas de la zona, ha sido seleccionado por ser un centro de generación importante, y a fin de poner de manifiesto si de él partirán líneas de interconexión hacia Guatemala. Las mismas razones fueron utilizadas al seleccionar el nodo Cerrón Grande, excepto que en este caso, de partir líneas de interconexión del nodo, partirían hacia Honduras.

3. Honduras

Los nodos seleccionados son San Pedro Sula, La Ceiba, Tegucigalpa y Pavana. El nodo San Pedro Sula comprende las barras de San Pedro Sula, El Progreso, Cañaveral, Río Lándio, El Cajón, Remolino y Naranjito. El nodo La Ceiba comprende las barras de Tela y La Ceiba. El nodo Tegucigalpa comprende las barras de Tegucigalpa, Piedras Amarillas, Cuyamel y Wampú, y el nodo Pavana comprende la barra de Pavana.

El nodo San Pedro Sula, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la zona, ha sido seleccionado por ser un centro de consumo y de generación importante, y también para determinar si de él parten líneas de interconexión hacia el nodo Chixoy en Guatemala.

El nodo La Ceiba, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la zona, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de consumo y generación importante, y por lo tanto el sistema de transmisión necesario para servirlo es de interés.

El nodo Tegucigalpa, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la zona, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de consumo y generación importante, así como para determinar si de este nodo parten líneas de interconexión hacia el nodo Cerrón Grande en El Salvador, o hacia el nodo Sébaco en Nicaragua.

El nodo Pavana, que físicamente coincide con la subestación del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la zona, ha sido seleccionado para determinar si de él partes líneas de interconexión hacia el nodo San Miguel en El Salvador, o hacia el nodo León en Nicaragua.

4. Nicaragua

Los nodos seleccionados son Managua, Sébaco, León y Copalar. El nodo Managua comprende las barras de Managua, Tipitapa y Masaya. El nodo Sébaco comprende las barras de Sébaco, Matagalpa, Santa Rita, Estelí, Yalagüina, General Somoza y Centro América. El nodo León comprende las barras de León, Chichigalpa, Nagarote, Malpaisillo, El Viejo, Punta Tiscuco y Momotombo. El nodo Copalar incluye las barras de Copalar.

El nodo Managua, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la zona, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de consumo y generación importante, y a fin de determinar si de él parten líneas de interconexión hacia el nodo Arenal en Costa Rica.

/El nodo

El nodo Sébaco, que físicamente coincide con la subestación del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la zona, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de generación importante, y a fin de determinar si de aquí parten líneas de interconexión hacia el nodo Tegucigalpa en Honduras.

El nodo León, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de consumo importante, y a fin de determinar si de aquí parten líneas de interconexión hacia el nodo Pavana en Honduras.

El nodo Copalar, que físicamente coincide con el sitio del proyecto hidroeléctrico del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado en vista de ser un centro de generación importante, y por lo tanto el sistema de transmisión que lo conecta al resto del sistema es de interés.

5. Costa Rica

Los nodos seleccionados son Arenal, San José, Limón y Boruca. El nodo Arenal comprende las barras de la central Arenal, Cañas, Guayabal, Corobici y la geotermia. El nodo San José comprende las barras de Barranca, Garita, Naranjo, La Caja, Colima, Sabanilla, Este, Alajuelita, Desamparados, Cóncevas, Río Macho y Cachí. El nodo Limón incluye las barras de Siquirres, Moín y Guayabo. El nodo Boruca incluye las barras del proyecto Boruca.

El nodo Arenal, que físicamente coincide con la central del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado por ser un centro de generación importante, y para poner de manifiesto las líneas de interconexión que puedan partir de este nodo hacia el nodo Managua en Nicaragua.

El nodo San José, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado por ser un centro de consumo y de generación importante, y por lo tanto resulta de interés el sistema de transmisión que lo conecta a los otros nodos.

El nodo Limón, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se concentran las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado por ser un centro de generación de importancia, y a fin de determinar si de este nodo parten líneas de interconexión hacia el nodo Changuinola en Panamá.

El nodo Boruca, que físicamente coincide con la central proyectada, y donde se concentran las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado por ser un centro de generación importante, y por lo tanto ser de interés el sistema de transmisión que lo une a los otros nodos, y también a fin de determinar si de este nodo parten líneas de interconexión hacia el nodo David en Panamá.

6. Panamá

Los nodos seleccionados son Changuinola, David, Divisa y Ciudad Panamá. El nodo Changuinola incluye las barras de las centrales Changuinola y Teribe. El nodo David incluye las barras de Estrella en Los Valle, David y Fortuna. El nodo Divisa incluye la barra Divisa, y el nodo Ciudad Panamá incluye las barras Chorrera, Panamá, Bayano, Pacora, Las Minas, Calzada Larga, Chilibre, C. Viento, Santa Elena, San Francisco, Santa María, Locería, Cáceres, Miraflores y Marañón.

El nodo Changuinola, que físicamente coincide con el sitio de la central del mismo nombre, y donde se resumen las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado por ser un centro generador de importancia, y a fin de determinar si de este nodo parten líneas de interconexión hacia el nodo Limón en Costa Rica.

El nodo David, que físicamente coincide con el sitio de la ciudad del mismo nombre, y donde se resumen las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado por ser un centro de generación importante, y a fin de determinar si de este nodo parten líneas de interconexión hacia el nodo Boruca en Costa Rica.

El nodo Divisa, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se han concentrado las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado debido a que es un punto intermedio entre los nodos generadores del Oeste y el principal nodo consumidor, Ciudad Panamá, además de ser un centro de generación y consumo de importancia.

El nodo Ciudad Panamá, que físicamente coincide con la ciudad del mismo nombre, y donde se han concentrado las características eléctricas de la región, ha sido seleccionado por ser un nodo consumidor de importancia, y por lo tanto es de interés el sistema de transmisión que lo alimenta.

Anexo 3

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA INICIAL EQUIVALENTE

Cuadro 1

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TRANSMISION EQUIVALENTE

Línea		Longitud (Km)	Voltaje (kV)	Número de circuitos	Capacidad de transmisión (MW)
De nodo	A nodo				
Chixoy	Guatemala	120	230	2	736
Guatemala	Escuintla	50	230	2	812
Escuintla	Moyuta	88	230	1	406
Moyuta	Ahuachapán	32	-	-	-
Ahuachapán	San Salvador	90	115	2	120
San Salvador	Cerrón Grande	45	115	2	214
San Salvador	San Miguel	110	115	2	130
San Miguel	Pavana	105	-	-	-
Pavana	Tegucigalpa	88	138	1	105
Tegucigalpa	San Pedro Sula	145	138	1	78
San Pedro Sula	La Ceiba	151	138	1	96
Pavana	León	130	-	-	-
León	Sébaco	100	138	1	108
León	Managua	70	230	1	297
Sébaco	Managua	94	138	2	212
Managua	Copalar	226	-	-	-
Managua	Arenal	230	-	-	-
Arenal	San José	120	230	1	227
San José	Boruca	130	-	-	-
Boruca	David	132	-	-	-
San José	Limón	80	138	2	64
Limón	Changuinola	90	-	-	-
Changuinola	David	110	-	-	-
David	Divisa	217	230	2	286
Divisa	Panamá	178	230	2	286

Anexo 4

DEMANDAS Y PRODUCCION POR NODOS

Cuadro 1

PRODUCCION (ALTERNATIVA B) Y DEMANDA POR NODOS, 1983, 1986, 1989 Y 1994
(MW)

País	Nodo	1983		1986		1989		1994	
		Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}
Guatemala	Chixoy	300.0	0.0	300.0	46.3	519.0	63.8	768.0	102.9
	Guatemala	99.0	296.0	99.0	376.3	189.0	518.4	189.0	836.1
	Escuintla	184.0	89.0	184.0	156.2	184.0	215.3	184.0	347.2
	Moyuta	46.0	22.2	106.0	40.9	106.0	56.3	196.0	90.8
El Salvador	Ahuachapán	228.0	79.6	228.0	158.2	228.0	207.8	228.0	310.1
	San Salvador	0.0	265.0	0.0	330.4	0.0	434.0	0.0	647.8
	Cerrón Grande	395.0	0.0	515.0	0.0	515.0	0.0	1 279.0	0.0
	San Miguel	0.0	54.7	60.0	85.2	150.0	112.0	150.0	167.0
Honduras	Pavana	0.0	11.3	0.0	19.6	0.0	26.0	0.0	42.6
	Tegucigalpa	0.0	65.6	0.0	110.9	0.0	147.1	0.0	241.1
	San Pedro Sula	404.5	122.0	532.5	173.0	532.5	229.4	532.5	376.2
	La Ceiba	26.6	20.2	26.6	28.6	26.6	37.9	26.6	62.1
Nicaragua	León	250.0	88.8	250.0	129.6	310.0	168.8	610.0	244.6
	Sébaco	94.0	18.4	94.0	28.5	94.0	37.1	94.0	53.8
	Managua	75.0	217.2	75.0	315.2	75.0	410.3	75.0	594.7
	Copalar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	330.0	0.0
Costa Rica	Arenal	297.0	15.7	297.0	27.5	297.0	35.9	297.0	56.1
	San José	296.0	470.8	449.0	703.0	449.0	918.1	449.0	1 434.6
	Limón	21.0	13.8	381.0	20.8	441.0	27.1	591.0	42.4
	Boruca	0.0	0.0	0.0	0.0	760.0	0.0	760.0	0.0

/ (Continúa)

Cuadro 1 (Conclusión)

País	Nodo	1983		1986		1989		1994	
		Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}
Panamá	Changuinola	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1 170.0	0.0
	David	340.0	38.0	340.0	51.5	340.0	70.4	370.0	125.7
	Divisa	7.0	42.5	7.0	60.6	7.0	82.8	7.0	147.8
	Panamá	306.0	303.4	306.0	609.9	306.0	833.0	306.0	1 487.5
Total		3 369.1	2 334.2	4 250.1	3 472.2	5 529.1	4 631.5	8 384.1	7 410.5

a/ Se refiere a la potencia instalada hidroeléctrica más térmica de base, geotermia y plantas de vapor.

b/ Demanda máxima.

Cuadro 2

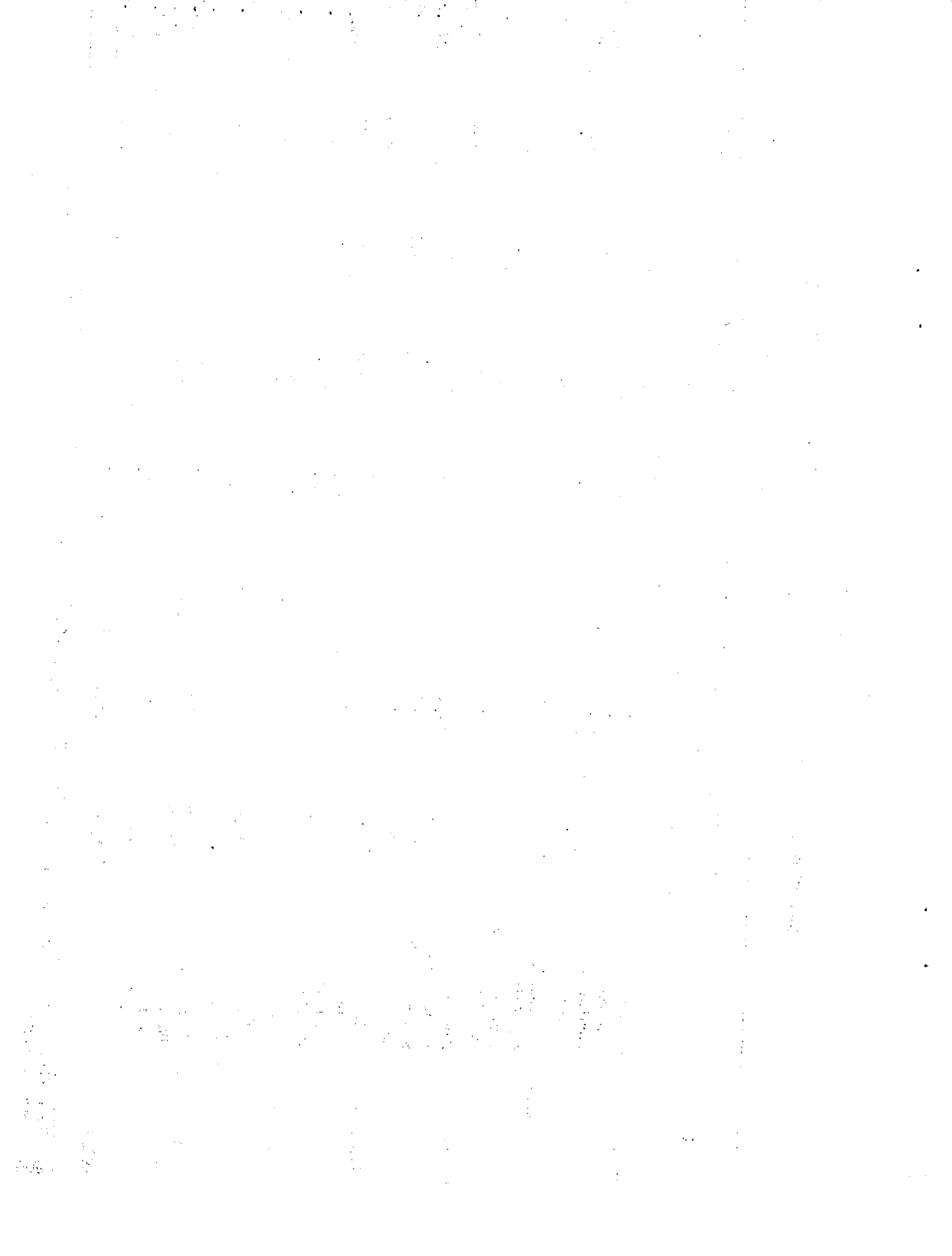
PRODUCCION (ALTERNATIVA C) Y DEMANDA POR NODOS, 1983, 1986, 1989 Y 1994
(MVA)

País	Nodo	1983		1986		1989		1994	
		Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}	Producción ^{a/}	Demanda ^{b/}
Guatemala	Chixoy	300.0	0.0	300.0	46.3	506.0	63.8	848.0	102.9
	Guatemala	99.0	296.0	99.0	376.3	189.0	518.4	189.0	836.1
	Escuintla	184.0	89.0	184.0	156.2	194.0	215.3	334.0	347.2
	Moyuta	46.0	22.2	106.0	40.9	106.0	56.3	196.0	90.8
El Salvador	Ahuachapán	228.0	79.6	228.0	158.2	228.0	207.8	228.0	310.1
	San Salvador	0.0	265.0	0.0	330.4	0.0	434.0	50.0	647.8
	Cerrón Grande	395.0	0.0	395.0	0.0	495.0	0.0	1 106.0	0.0
	San Miguel	0.0	54.7	60.0	65.2	150.0	112.0	150.0	167.0
Honduras	Pavana	0.0	11.3	0.0	19.6	0.0	26.0	0.0	42.6
	Tegucigalpa	0.0	65.6	0.0	110.9	310.0	147.1	990.0	241.1
	San Pedro Sula	404.5	122.0	404.5	173.0	404.5	229.4	404.5	376.2
	La Ceiba	26.6	20.2	26.6	28.6	26.6	37.9	26.6	62.1
Nicaragua	León	250.0	88.8	250.0	129.6	310.0	168.8	590.0	244.6
	Sébaco	94.0	18.4	94.0	28.5	94.0	37.1	94.0	53.8
	Managua	75.0	217.2	75.0	315.2	75.0	410.3	75.0	594.7
	Copalar	0.0	0.0	330.0	0.0	330.0	0.0	330.0	0.0
Costa Rica	Arenal	297.0	15.7	297.0	27.5	297.0	35.9	297.0	56.1
	San José	296.0	470.8	296.0	703.0	449.0	918.0	449.0	1 434.6
	Limón	21.0	13.8	21.0	20.8	21.0	27.1	351.0	42.4
	Boruca	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Panamá	Changuinola	0.0	0.0	296.0	0.0	560.0	0.0	1 170.0	0.0
	David	340.0	38.0	340.0	51.5	340.0	70.4	370.0	125.7
	Divisa	7.0	42.5	7.0	60.6	7.0	82.8	7.0	147.8
	Panamá	306.0	303.4	306.0	609.9	306.0	833.0	306.0	1 487.5
Total		<u>3 369.1</u>	<u>2 334.2</u>	<u>4 115.1</u>	<u>3 472.2</u>	<u>5 388.1</u>	<u>4 631.5</u>	<u>8 561.1</u>	<u>7 410.5</u>

186.3

a/ Se refiere a la capacidad instalada hidroeléctrica más térmica de base (geotermia y planta de vapor).

b/ Demanda máxima.



Anexo 5

COSTO DE LINEAS EN DESARROLLO

Cuadro 1

COSTO DIRECTO DE CONSTRUCCION DE LINEAS Y SUBESTACIONES

(Miles de dólares por Km)

Tensión (kV)	Costo	Tipo de línea:		
		Un circuito	Dos circuitos	
			Postación separada	Postación única
		<u>A. Líneas</u>		
115		27.20	49.00	36.60
138		33.17	59.70	44.70
230		52.00	93.60	70.00
345		74.00	133.20	-
400		80.00	144.00	-
		<u>B. Terminales</u>		
115	125			
138	150			
230	250			
345	300			
400	350			

10/20/2020

Dear Mr. [Name],

I am writing to you regarding the [Topic] that we discussed in our meeting on [Date].

The information provided to me indicates that [Details] and it is important that we address this matter promptly.

I have reviewed the documents and find that there are several discrepancies that need to be resolved.

Please provide the necessary information by [Deadline] so that we can proceed with the next steps.

Thank you for your cooperation and attention to this matter.

Anexo 6

BREVE DESCRIPCION DE LOS MODELOS UTILIZADOS

1. Modelo PROLOG

El objetivo principal del modelo PROLOG es determinar la ubicación geográfica óptima para las instalaciones de generación termoeléctricas (de base y de punta) determinadas mediante programas de desarrollo a largo plazo (MNI). Tanto la demanda como las potencias hidroeléctricas en los nodos son datos. La función objetiva que se minimiza es la suma de los costos anuales equivalentes de inversión en plantas de base y de pico, los costos de operación de las mismas regionalizados (para cada nodo en que es factible la agregación de potencia) y las anualidades de inversión y operación de la red de transmisión requerida para las condiciones de generación hidroeléctrica definidas.

Cuando el programa se utiliza con restricciones de sitio tales que no hay potencias técnicas por localizar la función objetiva se reduce a optimizar los costos de una red de transmisión que permita transferir los flujos determinados por una operación simulada muy simple. En ésta la demanda está representada a nivel anual mediante dos bloques (base y punta).

El análisis de flujos está basado en la primera ley de Kirchhoff (ley de los nudos) y el método de optimización es de programación lineal resuelto mediante el método simplex. Entrega como resultados las adiciones y los refuerzos necesarios en las ramas del sistema inicial con dos posibles líneas tipo y una primera aproximación de los flujos de potencia en la punta y en la base.

2. Modelo de flujos lineales

El modelo de flujos lineales (FLN) es un modelo simplificado de una red destinado a determinar los flujos de potencia en sus elementos. Al utilizar una representación sencilla de la red sustituye el sistema de ecuaciones de formulación exacta por un sistema de ecuaciones lineales de resolución más simple.

/Las principales

Las principales características del modelo son:

- a) Las líneas de transmisión y los transformadores son representados únicamente por sus reactancias.
- b) La generación y la carga de cada nodo se representan sólo por sus valores de potencia real.
- c) Se supone que la red no requiere compensación en cuanto a reactivos, o sea que las magnitudes de los voltajes son conocidas (voltajes nominales).
- d) No se determinan flujos de potencia reactiva.
- e) No se incluyen en el cálculo pérdidas de transmisión.

El modelo proporciona los flujos de potencia real en todos los elementos y los ángulos de desfase de los voltajes a lo largo de las líneas.

La factibilidad de la red se prueba con un criterio simple de admisión para los ángulos de voltaje.

3. Modelo LOG

El modelo LOG está destinado a determinar un programa óptimo de adiciones de líneas a un sistema de transmisión existente que permita minimizar los costos totales de la red. El criterio de selección de líneas por adicionar consiste en determinar los beneficios que proporcionarían al sistema la adición de una línea que permite evitar una falla de energía al aumentar la seguridad de servicio. Los beneficios de las líneas por adicionar --definidos como ahorros por menor falla de energía menos costo de la línea-- se ordenan en orden decreciente. El programa recomienda la adición de todas las líneas con beneficio positivo.

La demanda se representa por una forma típica definida por hasta 20 bloques y las demandas máximas por nodos. El cálculo de la falla se calcula tomando en cuenta varios cientos de contingencias generadas al azar que comprenden probabilidades de ocurrencia de demandas y fallas aleatorias en líneas y unidades. Para cada evento generado se determina la mejor manera de reducir la falla mediante la utilización del algoritmo de Ford-Fulkerson (de flujo máximo). La red se representa en forma muy simplificada y el cálculo de los flujos se hace mediante la primera ley de Kirchhoff. El modelo requiere de la definición del valor de la energía no servida. La operación de las plantas hidráulicas está muy simplificada. Los resultados del modelo son un listado de líneas que se recomienda adicionar (dos tipos) con sus respectivos beneficios relativos.

Anexo 7

RESULTADOS DE LOS ANALISIS EFECTUADOS

Cuadro 1

RESULTADOS DEL MODELO PROLOG, 1983, 1986, 1989 y 1994

Línea		Características de los refuerzos			Refuerzos y adiciones (modelo PROLOG)							
		Longitud (km)	Voltaje (kV)	Capacidad (MW)	Alternativa B				Alternativa C			
De nodo	A nodo				1983	1986	1989	1994	1983	1986	1989	1994
Chixay	Guatemala	120	230	232	0	0	0	0	0	0	0	0
Guatemala	Escuintla	50	230	251	0	0	0	0	0	0	0	0
Escuintla	Moyuta	88	230	241	0	0	0	0	0	0	0	0
Moyuta	Ahuachapan	32	230	256	1	1	1	1	1	1	1	1
Ahuachapan	San Salvador	90	230	240	1	0	0	3	1	0	0	0
San Salvador	Cerrón Grande	45	230	253	1	2	2	4	1	1	1	4
San Salvador	San Miguel	110	230	235	0	0	0	1	0	0	0	0
San Miguel	Pavana	105	230	236	1	0	1	1	1	0	1	1
Pavana	Tegucigalpa	88	230	241	0	1	0	1	0	0	1	2
Tegucigalpa	San Pedro Sula	145	230	225	1	1	1	0	1	1	0	0
San Pedro Sula	La Ceiba	151	230	224	0	0	0	0	0	0	0	0
Pavana	León	130	230	229	1	1	1	1	1	0	1	3
León	Sébaco	100	230	238	0	0	0	0	0	0	0	0
León	Managua	70	230	246	0	0	0	0	0	0	0	2
Sébaco	Managua	94	230	239	0	0	0	0	0	0	0	0
Managua	Copalar	226	230	203	0	0	0	2	0	2	2	2
Managua	Arenal	230	230	202	1	1	1	1	1	1	2	4
Arenal	San José	120	230	232	1	1	0	0	1	1	1	3
San José	Boruca	130	230	229	0	0	1	3	0	0	0	0
Boruca	David	132	345	503	0	0	1	0	0	0	0	0
San José	Limón	80	230	244	0	1	2	2	0	0	0	1
Limón	Changuinola	90	230	240	0	1	0	1	0	1	1	1
Changuinola	David	110	345	345	0	1	0	3	0	1	2	4
David	Divisa	217	345	441	0	1	1	3	0	1	1	3
Divisa	Panamá	178	345	503	0	1	1	2	0	1	1	2

Cuadro 2

RESULTADOS DEL MODELO LOG, 1994

Línea		Características de los refuerzos			Refuerzos y adiciones en 1994 (Modelo LOG)	
De nodo	A nodo	Longitud (km)	Voltaje (kV)	Capacidad (MW)	Alternativa B	Alternativa C
Chixoy	Guatemala	120	230	232	0	0
Guatemala	Escuintla	50	230	251	0	0
Escuintla	Moyuta	88	230	241	0	0
Moyuta	Ahuachapán	32	230	256	1	1
Ahuachapán	San Salvador	90	230	240	3	0
San Salvador	Cerrón Grande	45	230	253	4	4
San Salvador	San Miguel	110	230	235	1	0
San Miguel	Pavana	105	230	236	1	1
Pavana	Tegucigalpa	88	230	241	1	2
Tegucigalpa	San Pedro Sula	145	230	225	0	0
San Pedro Sula	La Ceiba	151	230	224	0	0
Pavana	León	130	230	229	1	3
León	Sébaco	100	230	238	0	0
León	Managua	70	230	246	0	2
Sébaco	Managua	94	230	239	0	0
Managua	Copalar	226	230	203	2	2
Managua	Arenal	230	230	202	1	4
Arenal	San José	120	230	232	0	3
San José	Boruca	130	230	229	3	0
Boruca	David	132	400	611	0	0
San José	Limón	80	230	244	2	1
Limón	Changuinola	90	230	240	1	1
Changuinola	David	110	400	710	3	4
David	Divisa	217	400	621	3	3
Divisa	Panamá	178	400	654	2	2

Cuadro 3

RESULTADOS DEL MODELO FLUJOS LINEALES, 1994

Línea		Características de los refuerzos			Refuerzos y adiciones en 1994 (FLUJOS LINEALES)	
De nodo	A nodo	Longitud (km)	Voltaje (kV)	Capacidad (MW)	Alternativa B	Alternativa C
Chixoy	Guatemala	120	230	232	1	1
Guatemala	Escuintla	50	230	251	0	0
Escuintla	Moyuta	88	230	241	0	0
Moyuta	Ahuachapán	32	230	256	1	1
Ahuachapán	San Salvador	90	230	240	3	1
San Salvador	Cerrón Grande	45	230	253	4	4
San Salvador	San Miguel	110	230	235	1	0
San Miguel	Pavana	105	230	236	1	1
Pavana	Tegucigalpa	88	230	241	1	2
Tegucigalpa	San Pedro Sula	145	230	225	0	0
San Pedro Sula	La Ceiba	151	230	224	1	1
Pavana	León	130	230	229	2	3
León	Sébaco	100	230	238	0	0
León	Managua	70	230	246	0	2
Sébaco	Managua	94	230	239	0	0
Managua	Copalar	226	230	203	2	2
Managua	Arenal	230	230	202	3	4
Arenal	San José	120	230	232	1	3
San José	Boruca	130	230	229	3	0
Boruca	David	132	400	611	0	0
San José	Limón	80	230	244	2	1
Limón	Changuinola	90	230	240	1	1
Changuinola	David	110	400	710	3	4
David	Divisa	217	400	621	3	3
Divisa	Panamá	178	400	654	2	2

Cuadro 4

FLUJOS DE POTENCIA. ALTERNATIVA B, 1983, 1986, 1989 Y 1994

(MW)

Línea		Modelo PROLOG				Modelo LOG	Flujos lineales
De nodo	A nodo	1983	1986	1989	1994	1994	1994
Chixoy	Guatemala	266	243	443	652	653	666
Guatemala	Escuintla	-24	-118	13	-105	-73	-35
Escuintla	Moyuta	-51	-125	-60	-314	-243	-284
Moyuta	Ahuachapán	-36	-69	-21	-221	-256	-230
Ahuachapán	San Salvador	88	-35	-41	-344	-355	-418
San Salvador	Cerrón Grande	-350	-515	-515	-1 051	-1 029	-1 051
San Salvador	San Miguel	97	76	-44	-26	220	-9
San Miguel	Pavana	27	32	-28	-65	198	-70
Pavana	Tegucigalpa	-106	-176	-64	210	172	147
Tegucigalpa	San Pedro Sula	-190	-312	-240	-63	-78	-93
San Pedro Sula	La Ceiba	12	8	19	44	38	62
Pavana	León	118	184	5	-323	-217	-259
León	Sébaco	0	0	0	0	0	-31
León	Managua	254	275	114	11	288	-111
Sébaco	Managua	60	59	50	33	41	8
Managua	Copalar	0	0	0	-330	-323	-330
Managua	Arenal	100	24	-251	-224	-202	-368
Arenal	San José	352	287	3	-9	227	-127
San José	Boruca	0	0	-236	-621	-485	-760
Boruca	David	0	0	524	139	0	0
San José	Limón	10	-125	-409	-543	-526	-364
Limón	Changuinola	13	230	0	0	0	82
Changuinola	David	13	230	0	1 170	1 146	1 248
David	Divisa	266	507	780	1 537	1 379	1 290
Divisa	Panamá	217	440	688	1 376	1 235	1 245

Cuadro 5

FLUJOS DE POTENCIA. ALTERNATIVA C, 1983, 1986, 1989 y 1994

(MW)

Línea		Modelo PROLOG				Modelo LOG	Flujos Lineales
De nodo	A nodo	1983	1986	1989	1994	1994	1994
Chixoy	Guatemala	266	245	432	719	732	743
Guatemala	Escuintla	-35	-102	18	-49	-40	33
Escuintla	Moyuta	20	-103	-49	-113	-130	-217
Moyuta	Ahuachapán	35	-45	-8	-21	-33	-174
Ahuachapán	San Salvador	156	-5	-22	-148	-120	-372
San Salvador	Cerrón Grande	-350	-395	-495	-1 091	-904	-1 106
San Salvador	San Miguel	156	-2	-32	253	130	82
San Miguel	Pavana	83	-42	-12	212	108	14
Pavana	Tegucigalpa	-98	-61	-259	-626	-587	-715
Tegucigalpa	San Pedro Sula	-185	-192	-120	75	25	34
San Pedro Sula	La Ceiba	13	7	17	44	37	62
Pavana	León	166	-5	217	789	620	686
León	Sébaco	1	0	33	108	108	29
León	Managua	297	91	297	991	789	736
Sébaco	Managua	60	60	84	139	149	69
Managua	Copalar	0	-330	-330	-326	-323	-330
Managua	Arenal	145	183	309	851	689	541
Arenal	San José	388	447	564	1 080	923	782
San José	Boruca	0	0	0	0	0	0
Boruca	David	0	0	0	0	0	0
San José	Limón	28	-90	-55	-116	-308	-213
Limón	Changuinola	31	-93	-66	182	0	65
Changuinola	David	31	203	494	1 336	1 091	1 240
David	Divisa	282	482	752	1 558	1 326	1 476
Divisa	Panamá	232	417	663	1 396	1 186	1 338

Cuadro 6

FLUJOS DE ENERGIA (1994), PARA PERIODOS SECO Y HUMEDO.
COMPARACION DE ALTERNATIVAS B Y C

Línea De nodo	a nodo	Período seco		Período húmedo	
		Alternativa B	Alternativa C	Alternativa B	Alternativa C
		(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Chixoy	Guatemala	1 665	1 838	2 072	2 281
Guatemala	Escuintla	-136	80	-86	210
Escuintla	Moyuta	-878	-247	-838	-541
Moyuta	Ahuachapán	-534	45	-826	-348
Ahuachapán	San Salvador	-800	-126	-1-381	-752
San Salvador	Cerrón Grande	-1 207	-1 162	-2 437	-2 348
San Salvador	San Miguel	-1 186	-477	-576	-44
San Miguel	Pavana	-1 131	-437	-815	-130
Pavana	Tegucigalpa	609	-870	390	-1 176
Tegucigalpa	San Pedro Sula	-88	331	-328	218
San Pedro Sula	La Ceiba	180	132	1 119	1 119
Pavana	León	-1 864	208	-1 332	919
León	Sébaco	-140	65	-217	54
León	Managua	-852	1 071	-1 171	1 286
Sébaco	Managua	-153	51	-159	111
Managua	Copalar	-684	-836	-836	-684
Managua	Arenal	-2 063	350	-2 140	436
Arenal	San José	-1 232	1 181	-1 708	869
San José	Boruca	-2 084	0	-2 447	0
Boruca	David	0	0	0	0
San José	Limón	-794	-445	-1 069	-937
Limón	Changuinola	873	515	240	112
Changuinola	David	3 524	3 237	3 480	3 440
David	Divisa	4 156	3 877	4 221	4 216
Divisa	Panamá	3 758	3 483	3 813	3 877

