

LA INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

Evaluación de interconexiones para sistemas eléctricos combinados

Guatemala-El Salvador
El Salvador-Honduras
Nicaragua-Costa Rica
Costa Rica-Panamá

INDICE DE MATERIAS

	<u>Página</u>
Introducción	xiii
I. Información básica	1
1. Estudio de mercado	1
2. Características de las centrales hidroeléctricas	1
3. Características de las centrales térmicas	1
4. Obras de interconexión	2
II. Desarrollo independiente de los sistemas nacionales	3
1. Generalidades	3
2. Guatemala	5
a) Adiciones de generación	5
b) Requerimientos y disponibilidades de potencia	6
c) Requerimientos y disponibilidades de energía	6
d) Inversiones en generación-transmisión	7
e) Costos anuales	7
3. El Salvador	8
a) Adiciones de generación	8
b) Requerimientos y disponibilidades de potencia	8
c) Requerimientos y disponibilidades de energía	8
d) Inversiones en generación-transmisión	9
e) Costos anuales	9
4. Honduras	10
a) Adiciones de generación	10
b) Requerimientos y disponibilidades de potencia	10
c) Requerimientos y disponibilidades de energía	11
d) Inversiones en generación-transmisión	11
e) Costos anuales	12
5. Nicaragua	12
a) Adiciones de generación	12
b) Requerimientos y disponibilidades de potencia	12
c) Requerimientos y disponibilidades de energía	13
d) Inversiones en generación-transmisión	13
e) Costos anuales	14

	<u>Página</u>
6. Costa Rica	14
a) Adiciones de generación	14
b) Requerimientos y disponibilidades de potencia	15
c) Requerimientos y disponibilidades de energía	15
d) Inversiones en generación-transmisión	15
e) Costos anuales	16
7. Panamá	16
a) Adiciones de generación	16
b) Requerimientos y disponibilidades de potencia	17
c) Requerimientos y disponibilidades de energía	17
d) Inversiones en generación y transmisión	18
e) Costos anuales	18
III. Desarrollo combinado de los sistemas subregionales	19
1. Generalidades	19
2. Guatemala-El Salvador	21
a) Alternativa A-1	21
b) Alternativa A-2	22
3. El Salvador-Honduras	24
a) Alternativa A-1	24
b) Alternativa A-2	25
4. Nicaragua-Costa Rica	27
a) Alternativa A-1	27
b) Alternativa A-2	28
5. Costa Rica-Panamá	30
a) Alternativa A-1	30
b) Alternativa A-2	31
6. Otras alternativas	32
a) Guatemala	32
b) El Salvador	34
c) Honduras	35
d) Nicaragua	37
e) Costa Rica	38
f) Panamá	39

	<u>Página</u>
IV. Resultados económico-financieros	41
1. Generalidades	41
2. Guatemala-El Salvador	42
3. El Salvador-Honduras	43
4. Nicaragua-Costa Rica	44
5. Costa Rica-Panamá	45

INDICE DE CUADROS

	<u>Cuadro</u>
I. <u>Información básica de Centroamérica y Panamá</u>	
Costo estimado de combustible para generación en centrales térmicas	1
Características de obras de interconexión estudiadas, 1973-85	2
Inversiones y gastos fijos de operación y mantenimiento en obras de interconexión, 1973-85	3
II. <u>Sistemas nacionales independientes</u>	
Guatemala	
Sistema nacional interconectado: Programa de adiciones en capacidad generadora, 1970-85	4
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema nacional interconectado, 1972-85	5
Requerimientos, suministro y disponibilidad de energía en el sistema nacional interconectado, 1972-85	6
Sistema nacional interconectado: Programa de inversiones en generación y transmisión, 1973-85	7
Sistema nacional interconectado: Gastos fijos y variables anuales de operación y mantenimiento, 1973-85	8
Sistema nacional interconectado: Costos anuales, 1973-85	9

Cuadro

El Salvador

Sistema nacional interconectado: Programa de adiciones en capacidad generadora, 1970-85	10
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema CEL, 1972-85	11
Requerimientos, suministro y disponibilidad de energía en el sistema CEL, 1972-85	12
Sistema CEL: Programa de inversiones en generación y transmisión, 1973-85	13
Sistema CEL: Gastos fijos y variables anuales de operación y mantenimiento, 1973-85	14
Sistema CEL: Costos anuales, 1973-85	15

Honduras

Sistema nacional interconectado: Programa de adiciones en capacidad generadora, 1970-85	16
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema nacional interconectado, 1972-85	17
Requerimientos, suministro y disponibilidades de energía en el sistema nacional interconectado, 1972-85	18
Sistema nacional interconectado: Programa de inversiones en generación y transmisión, 1973-85	19
Sistema nacional interconectado: Gastos fijos y variables anuales de operación y mantenimiento, 1973-85	20
Sistema nacional interconectado: Costos anuales, 1973-85	21

Nicaragua

Sistema interconectado nacional: Programa de adiciones en capacidad generadora, 1970-85	22
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema interconectado nacional, 1972-85	23
Requerimientos, suministro y disponibilidad de energía en el sistema interconectado nacional, 1972-85	24
Sistema interconectado nacional: Programa de inversiones en generación y transmisión, 1973-85	25
Sistema interconectado nacional: Gastos fijos y variables anuales de operación y mantenimiento, 1973-85	26
Sistema interconectado nacional: Costos anuales, 1973-85	27

Cuadro

Costa Rica

Sistema interconectado nacional: Programa de adiciones en capacidad generadora, 1970-85	28
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema interconectado nacional, 1972-85	29
Requerimientos, suministro y disponibilidad de energía en el sistema interconectado nacional, 1972-85	30
Sistema interconectado nacional: Programa de inversiones en generación y transmisión, 1973-85	31
Sistema interconectado nacional: Gastos fijos y variables de operación y mantenimiento, 1973-85	32
Sistema interconectado nacional: Costos anuales, 1973-85	33

Panamá

Sistema nacional interconectado: Programa de adiciones en capacidad generadora, 1970-85	34
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema interconectado nacional, 1972-85	35
Requerimientos, suministro y disponibilidad de energía en el sistema nacional interconectado, 1972-85	36
Sistema nacional interconectado: Programa de inversiones en generación y transmisión, 1973-85	37
Sistema nacional interconectado: Gastos fijos y variables de operación y mantenimiento, 1973-85	38
Sistema nacional interconectado: Costos anuales, 1973-85	39

III. Sistemas combinados

Guatemala-El Salvador

Alternativa A-1

Requerimientos, suministro e intercambio de energía en el sistema combinado, 1973-85	40
Costos anuales en el sistema combinado, 1973-85	41

/Alternativa A-2

Cuadro

Alternativa A-2	
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema combinado, 1973-85	42
Requerimientos, suministro e intercambio de energía en el sistema combinado, 1973-85	43
Modificaciones a la alternativa A-1	44
Costos anuales en el sistema combinado, 1973-85	45
El Salvador-Honduras	
Alternativa A-1	
Requerimientos, suministro e intercambio de energía en el sistema combinado, 1973-85	46
Costos anuales, 1973-85	47
Alternativa A-2	
Programa de adiciones en capacidad generadora, 1973-85	48
Requerimientos, suministro y reserva de potencia del sistema combinado, 1973-85	49
Requerimientos, suministro e intercambio de energía en el sistema combinado, 1973-85	50
Modificaciones a la alternativa A-1	51
Costos anuales en el sistema combinado, 1973-85	52
Nicaragua-Costa Rica	
Alternativa A-1	
Requerimientos, suministro e intercambio de energía en el sistema combinado, 1973-85	53
Costos anuales en el sistema combinado, 1973-85	54
Alternativa A-2	
Programa de adiciones en capacidad generadora, 1973-85	55
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema combinado, 1973-85	56
Requerimientos, suministro e intercambio de energía en el sistema combinado, 1973-85	57
Modificaciones a la alternativa A-1	58
Costos anuales en el sistema combinado, 1973-85	59

Quadro

Costa Rica-Panamá	
Alternativa A-1	
Requerimientos, suministro e intercambio de energía en el sistema combinado, 1973-85	60
Costos anuales en el sistema combinado, 1973-85	61
Alternativa A-2	
Programa de adiciones en capacidad generadora, 1973-85	62
Requerimientos, suministro y reserva de potencia en el sistema combinado, 1973-85	63
Requerimientos, suministro e intercambio de energía en el sistema combinado, 1973-85	64
Modificaciones a la alternativa A-1	65
Costos anuales en el sistema combinado, 1973-85	66
El Salvador. Sistema CEL	
Programas modificados de adiciones en generación, 1973-85	67
Excedentes de energía y potencia hidro en programas modificados de adiciones en generación, 1973-85	68
Honduras. Sistema nacional interconectado	
Programas modificados de adiciones en generación, 1973-85	69
Excedentes de energía y potencia hidro en programas modificados, 1973-85	70
Nicaragua. Sistema interconectado nacional	
Programas modificados de adiciones en generación, 1973-85	71
Excedentes de energía y potencia hidro en programas modificados, 1972-85	72
Costa Rica. Sistema interconectado nacional	
Programas modificados de adiciones en generación, 1973-85	73
Excedentes de energía y potencia hidro en programas modificados, 1972-85	74

IV. Resultados económico-financieros

Guatemala-El Salvador

Comparación de valores presentes de los sistemas nacionales independientes vs. alternativas A-1 y A-2 75

Comparación de los flujos de caja simplificados de la alternativa A-1, con los de los sistemas nacionales independientes, 1973-79 76

Comparación de los flujos de caja simplificados de la alternativa A-2, con los de los sistemas nacionales independientes, 1973-79 77

El Salvador-Honduras

Comparación de valores presentes de los sistemas nacionales independientes vs. alternativas A-1 y A-2 78

Comparación de los flujos de caja simplificados de la alternativa A-1, con los de los sistemas nacionales independientes, 1974-82 79

Comparación de los flujos de caja simplificados de la alternativa A-2, con los de los sistemas nacionales independientes, 1974-82 80

Nicaragua-Costa Rica

Comparación de valores presentes de los sistemas nacionales independientes vs. alternativas A-1 y A-2 81

Comparación de los flujos de caja simplificados de la alternativa A-1, con los de los sistemas nacionales independientes, 1973-82 82

Comparación de los flujos de caja simplificados de la alternativa A-2, con los de los sistemas nacionales independientes, 1973-82 83

Costa Rica-Panamá

Comparación de valores presentes de los sistemas nacionales independientes vs. alternativas A-1 y A-2 84

Comparación de los flujos de caja simplificados de la alternativa A-1, con los de los sistemas nacionales independientes, 1977-85 85

Comparación de los flujos de caja simplificados de la alternativa A-2, con los de los sistemas nacionales independientes, 1977-85 86

INDICE DE GRAFICOS

	<u>Gráfico</u>
Guatemala. Sistema nacional interconectado: Cobertura de la demanda	1
El Salvador. Sistema CEL: Cobertura de la demanda	2
Honduras. Sistema nacional interconectado: Cobertura de la demanda	3
Nicaragua. Sistema interconectado nacional: Cobertura de la demanda	4
Costa Rica. Sistema interconectado nacional: Cobertura de la demanda	5
Panamá. Sistema nacional interconectado: Cobertura de la demanda	6
Guatemala-El Salvador. Alternativas A-1 y A-2: Cobertura de la demanda del sistema combinado	7
El Salvador-Honduras. Alternativas A-1 y A-2: Cobertura de la demanda del sistema combinado	8
Nicaragua-Costa Rica. Alternativas A-1 y A-2: Cobertura de la demanda del sistema combinado	9
Costa Rica-Panamá. Alternativas A-1 y A-2: Cobertura de la demanda del sistema combinado	10

INDICE DE LAMINAS

Guatemala, El Salvador, Honduras: Sistemas de interconexión propuestos
Nicaragua, Costa Rica, Panamá: Sistemas de interconexión propuestos

INTRODUCCION

En cumplimiento de lo recomendado por el Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) durante su primera reunión, celebrada en Tegucigalpa, Honduras, del 6 al 9 de mayo de 1968, en este informe se evalúan diversas alternativas de interconexión. Se seleccionaron los sistemas combinados Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá porque se consideró que ofrecían las mejores condiciones tanto por su proximidad como por sus posibilidades de complementación en sus respectivos mercados eléctricos.

Se inicia detallando la información básica utilizada y se mencionan los informes preliminares sobre este tema que se han distribuido con anterioridad. En seguida se analizan los programas nacionales de desarrollo eléctrico de cada uno de los seis países de la región, indicando sus requerimientos, suministros y excedentes de potencia y energía, así como las inversiones y costos anuales que se calculan para el período 1973-85. También se presenta la misma información para cada uno de los cuatro sistemas combinados antes mencionados, utilizando para ello dos criterios de programación. En el primer caso se mantienen los programas nacionales de adiciones de generación tal como fueron elaborados en cada uno de los países y, en el segundo, se modifican ligeramente con el objeto de reducir inversiones y gastos. Además, se analiza a grandes rasgos una serie de programas nacionales modificados que podrían afectar en mayor o menor grado las diversas posibilidades de interconexión en el Istmo. Finalmente se elaboraron cuadros comparativos de valor presente y de flujos de caja simplificados para evaluar las dos alternativas básicas de los sistemas combinados en relación con la suma de los programas nacionales independientes de los países que integran cada uno de estos sistemas.

Del análisis efectuado se concluye que --con base en los programas de adiciones considerados-- las cuatro interconexiones se justifican plenamente desde el punto de vista económico y se podrían llevar a cabo en períodos relativamente cortos en relación con la vida útil de las obras de transmisión requeridas. En el aspecto financiero se establece que no se presentarían mayores problemas de caja aunque fuera necesario recurrir a préstamos de tipo industrial, a mediano plazo.

I. INFORMACION BASICA

1. Estudio de mercado

Para el estudio de las diferentes posibilidades de interconexión se han tomado como base las proyecciones y características de los mercados de los sistemas nacionales interconectados, según la información suministrada por los organismos y empresas eléctricas de cada país. Los resultados del estudio de mercado están contenidos en el informe preliminar distribuido a finales de 1968.^{1/}

2. Características de las centrales hidroeléctricas

Las principales características de producción y costos de las centrales hidroeléctricas existentes programadas y otras alternativas consideradas de interés se presentan en el informe que acompaña a este estudio.^{2/} Las características de producción comprenden tamaño de unidades, potencia nominal, disponibilidad de energía estacional en años hidrológica y en períodos secos, las de costos incluyen inversión total, costos de capital y de operación, así como las inversiones por kW instalado y los costos por kWh disponible. Adicionalmente se presentan las inversiones de cada proyecto por partidas principales.

3. Características de las centrales térmicas

Las características de las centrales térmicas existentes y de las programadas en los sistemas nacionales, están incluidas en el informe preliminar enviado a las empresas para su estudio en marzo de 1969.^{3/} En él se indican los tamaños de las unidades, los consumos medios de calor, las inversiones y los gastos fijos y variables de operación y mantenimiento de las

- 1/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. (Estudio de mercado de energía eléctrica), noviembre de 1968.
- 2/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano, (Características de centrales hidroeléctricas) (CEPAL/MEX/69/21).
- 3/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. (Características de centrales térmicas) (CEPAL/MEX/69/3).

/centrales

centrales contempladas en este estudio. Se contó con información de las plantas que operan actualmente en la región y las de otros países con condiciones similares a las de Centroamérica. En cuanto al costo del combustible, a que se refiere la sección 8 de dicho informe, se investigaron los costos internacionales en puerto y los costos de transporte interno en cada país, por oleoducto, carretera o ferrocarril, según el caso. Con base en los datos obtenidos se adoptaron los valores de combustible que se detallan en el cuadro 1.^{4/}

4. Obras de interconexión

Se estudiaron diferentes alternativas de obras de transmisión para las interconexiones consideradas, con el fin de seleccionar las más adecuadas en cada caso, de acuerdo con la potencia máxima a transmitir y con las limitaciones por concepto de regulación de voltaje y pérdidas de potencia y energía acordes con los niveles establecidos por las mejores prácticas aceptadas para este tipo de obras. La capacidad de transporte de las líneas se ha estimado con base en un factor de potencia unitario en el punto de recibo. Se estima que este factor se obtiene mediante adiciones o mejoras incluidas dentro de los programas nacionales o mediante una adecuada generación de reactivos en las plantas más próximas a los puntos de recibo. En cada caso se indica además la compensación en serie necesaria para obtener la capacidad de transporte asignada a cada línea.

En el cuadro 2 se resumen las características, inversión y costos de operación y mantenimiento de las líneas consideradas para cada uno de los sistemas combinados bajo estudio. En las inversiones se incluyeron sumas apropiadas para cubrir la instalación de equipo de comunicación (onda portadora) en los puntos terminales de las líneas de interconexión para facilitar su operación. En los costos fijos de operación y mantenimiento se ha incluido la suma de 40 000 dólares al año para cubrir los gastos que demandarán los servicios de ingeniería, de transporte y otros ocasionados por el grupo mixto que coordinará y controlará los flujos de energía.

^{4/} Los cuadros, gráficos y láminas a que se hace referencia en este estudio se incluyen al final.

Sobre las bases anteriores se seleccionaron las obras de interconexión más apropiadas desde el punto de vista económico y técnico para cada una de las alternativas de interconexión que se presentan en este estudio. (Véase el cuadro 3.)

En las láminas 1 y 2 se indican las líneas de interconexión estudiadas y propuestas para los sistemas combinados de Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá. También se muestran los sistemas de transmisión y subtransmisión existentes y las ampliaciones previstas a tensiones de 115 kV o mayores en el período 1970-85, tomando como base la información sobre adiciones en generación y los programas de expansión suministrada por las empresas.

Los criterios básicos y los costos unitarios utilizados para el planeamiento de los sistemas de transmisión, tanto nacionales como para interconexión, se detallan en un anexo que formará parte del informe final sobre este estudio. Dicho anexo incluye también las características de los sistemas de transmisión existentes.

En lo relacionado con la posible fecha de entrada en operación de las obras de interconexión se ha considerado para propósitos de este estudio que ésta no sería antes de mediados del año de 1973.

II. DESARROLLO INDEPENDIENTE DE LOS SISTEMAS NACIONALES

1. Generalidades

En este capítulo se analizan las características de desarrollo de los sistemas nacionales interconectados de cada uno de los seis países del Istmo Centroamericano, de acuerdo con los programas preparados por las empresas respectivas. Con este fin se presentan, para cada caso, cuadros con la información que se indica a continuación.

En los cuadros sobre programas de adiciones en capacidad generadora se señala, para cada proyecto hidro o térmico programado, la fecha en que se estima se iniciará su operación, la potencia instalada y la energía estacional disponible. Además, se presentan las potencias y energías acumuladas disponibles en el sistema por tipo de generación y la unidad mayor de operación.

/La disponibilidad

La disponibilidad de energía de los proyectos hidroeléctricos está basada en el año hidrológico promedio. Para las centrales térmicas se han utilizado los factores de planta mencionados en el informe sobre "características de centrales térmicas" antes mencionado.

Para cada sistema se presenta un cuadro de requerimientos y suministros de potencia donde se indica, para las estaciones seca y lluviosa de cada año del período 1972-85, la demanda máxima del sistema, la potencia instalada hidro o térmica (vapor, gas o diesel) y la reserva disponible. En los comentarios que siguen sobre cada sistema se compara la magnitud de dicha reserva con la unidad térmica más grande en operación y con el 10 por ciento de la demanda máxima, para determinar si el sistema tiene reserva adecuada.

En los cuadros sobre "requerimientos, suministro y disponibilidad de energía" se detallan las necesidades de energía de cada sistema, por estación, en el período 1972-85. Se indica cómo se cubren estas necesidades, señalando la energía generada por cada central hidroeléctrica y por cada tipo de central térmica (vapor, gas o diesel). Para determinar si las instalaciones programadas proporcionan una reserva adecuada de energía y si existen excesos que pudieran exportarse a otros sistemas, se muestran en el mismo cuadro las disponibilidades de energía así como la energía no utilizable en el sistema por tipo de central así como los suministros de energía se calcularon a base de la utilización máxima de la energía hidroeléctrica y en el caso de las térmicas en proporción inversa a los costos marginales de generación.

Las inversiones necesarias para cumplir con los programas de adiciones en generación y sistemas de transmisión se detallan en un cuadro para cada sistema, en el que se indica la inversión estimada por proyecto y la fecha de entrada en operación. Las inversiones en centrales generadoras no incluyen la subestación elevadora ni la línea de transmisión, que se señalan en otros renglones del mismo cuadro. Las estimaciones de la inversión en cada proyecto aparecen en los informes preliminares sobre características de centrales hidroeléctricas y sobre centrales térmicas antes mencionadas. Las bases para la estimación de costos de líneas de transmisión

/y subestación

y subestación se muestran en el anexo sobre características de sistemas de transmisión que formará parte del informe final de este estudio.

Los costos de operación y mantenimiento de cada sistema que se muestran en los cuadros respectivos indican los gastos fijos de las adiciones al sistema de generación, por tipo de central, y al sistema de transmisión. Los primeros se determinaron para cada proyecto de acuerdo con lo que se indica en los informes respectivos, y los segundos corresponden al 0.8 por ciento de la inversión. Los gastos variables de generación en centrales a vapor se refieren exclusivamente a gastos de combustible. Para determinarlos se desglosó la generación a vapor por unidad y se aplicó el consumo medio según el factor de planta, con base en el gráfico 1 del informe sobre características de centrales térmicas (CEPAL/MEX/69/3). Los gastos variables de centrales a gas y diesel incluyen el consumo de combustibles y otros gastos variables, de acuerdo con lo que se indica en el mismo informe. Los costos estimados del combustible para cada central son los señalados en el cuadro 1 de este informe.

Con el objeto de realizar las comparaciones económico-financieras de los desarrollos independientes con los posibles sistemas interconectados, es necesario contar con los costos anuales totales de cada sistema. Los cuadros respectivos para cada sistema se elaboraron sumando a los gastos fijos y variables mencionados en el párrafo anterior, los costos de capital de las nuevas obras de generación y transmisión asociadas. Se utilizó una tasa de interés del 8 por ciento y vidas útiles de 40 años para centrales hidroeléctricas, 30 para centrales a vapor y sistemas de transmisión y 20 para centrales de gas y diesel.

2. Guatemala

a) Adiciones de generación

En el cuadro 4 se indican las necesidades de energía y potencia en el sistema nacional interconectado de Guatemala hasta 1985 que requerirán de 681 MW adicionales a los existentes a fines de 1969. Se detalla además el programa de adiciones en capacidad generadora --suministrado por el INDE

/para este

para este estudio-- que implica la instalación, durante el período contemplado de 534 MW en centrales hidroeléctricas (Atitlán I y II con 318 MW, Chuisibel con 68 MW, Ixcán I y II con 96 MW y Chixoy con 52 MW) 141 MW en centrales térmicas en Guacalate (2 unidades de 33 MW y una de 75 MW).

b) Requerimientos y disponibilidades de potencia

Las demandas de potencia aumentan de 173 a 725 MW durante el período 1973-85. Excepto en el año 1973 y en la estación seca de 1974, este programa de instalaciones proporcionará una capacidad de reserva adecuada, ya que en todo momento cubre con amplitud la potencia de unidad térmica mayor o el 10 por ciento de la demanda máxima de los períodos considerados. (Véanse el cuadro 5 y el gráfico 1.) A partir de 1975 la reserva se mantiene arriba de 62 MW con un máximo de 133 MW en el año 1984.

c) Requerimientos y disponibilidades de energía

El programa de adiciones mencionado satisface los requerimientos de energía del sistema nacional interconectado para el período 1973-85, tal como se detalla en el cuadro 6 y se resume a continuación:

	Requerimiento (GWh)	Suministros (GWh)		
		Hidro	Vapor	Gas o diesel
Total	26 571	16 927	8 523	1 121
Estación seca	13 106	8 210	4 314	582
Estación lluviosa	13 465	8 717	4 209	539

En la generación de energía de los proyectos hidroeléctricos Atitlán I y Atitlán II se ha tomado en cuenta la disminución del nivel del lago Atitlán durante el período 1973-80, según datos del plan de operaciones proporcionado por el INDE. La disminución total durante dicho período alcanza aproximadamente 2.60 metros.

La generación hidro disponible se utiliza totalmente. En cambio se generan arriba de 1 100 GWh en plantas térmicas (diesel y gas) de alto costo.

/d) Inversiones

d) Inversiones de generación-transmisión

El desarrollo del programa de adiciones en generación y transmisión requiere, durante el período 1973-85, inversiones por un total de 189.7 millones distribuidos en la siguiente forma:

	Potencia instalada (MW)	Costo total (millones de dólares)	Costo por kW (dólares)
Centrales hidro	540	142.6	264
Centrales térmicas	108	18.4	170
Transmisión asociada	-	28.7	-

En el cuadro 7 se detallan las inversiones por proyecto y la fecha en que cada uno entra en operación de acuerdo con el programa nacional de adiciones.

e) Costos anuales

Los costos anuales de operación y mantenimiento de los proyectos incluidos en el programa de adiciones se incrementaron de 4.2 millones de dólares en 1973 a 8.2 millones en 1985.

Los gastos variables, que comprenden un alto porcentaje del total, son menores entre los años 1979 y 1981 debido a que con la entrada en operación de la segunda etapa del proyecto Atitlán, la generación de centrales de vapor disminuye y la de centrales de gas o diesel es nula. En 1984 y 1985, sin embargo, se requiere generar nuevamente en centrales de gas, por lo que los costos variables aumentan considerablemente. En el cuadro 8 se indican los gastos fijos y variables para cada tipo de central y para el sistema de transmisión.

En los costos anuales totales que se muestran en el cuadro 9, la relación entre los costos de capital y los gastos de operación y mantenimiento, varía de 1 a 1 en 1973 a 2 a 1 en 1985, lo que muestra la incidencia de la generación térmica.

3. El Salvador

a) Adiciones de generación

A fines de 1969 la potencia instalada en el Sistema CEL alcanzará 184 MW (109 MW hidro y 75 MW térmico). El programa de adiciones en capacidad generadora contemplado por la CEL para el período 1973-85 incluye la adición de dos centrales hidroeléctricas (Poza del Silencio y Paso del Oso) con una capacidad total de 329 MW, y de tres unidades de vapor de 66 MW cada una en Acajutla. La capacidad instalada a 1985 será de 438 MW en centrales hidro y 273 en centrales térmicas. (Véase el cuadro 10.)

b) Requerimientos y disponibilidades de potencia

Las necesidades de potencia en el Sistema CEL aumentan de 184 MW en 1973 a 604 MW en 1985. El programa de adiciones mencionado en la sección anterior cubre con amplitud la demanda máxima del Sistema. La reserva de potencia es siempre mayor que el 10 por ciento de la demanda máxima del Sistema y que la unidad térmica más grande, con la única excepción de la estación lluviosa de 1973 en que la reserva es de 58 MW y la unidad mayor de 66 MW. Esta reserva alcanza un valor máximo de 162 MW en 1984. (Véase el cuadro 11 y el gráfico 2.)

c) Requerimientos y disponibilidades de energía

Los requerimientos, suministro y disponibilidades de energía en el Sistema CEL durante el período 1973-85 se detallan en el cuadro 11. Durante las estaciones seca y lluviosa de dicho período, el Sistema utiliza casi en su totalidad la energía hidro disponible y la generación térmica representa un alto porcentaje de la total (42 por ciento) tal como puede apreciarse, en GWh, en el siguiente resumen del cuadro 12.

	Requeri- miento	Suministro		Energía hidro disponible	Exceso de energía hidro
		Hidro	Térmico		
Total	25 200	14 646	10 554	14 796	
Estación seca	12 561	5 906	6 655	5 906	-
Estación lluviosa	12 639	8 740	3 899	8 890	150

La energía térmica de menor costo (vapor) disponible y no utilizable en el sistema nacional alcanza unos 6 300 GWh en el período.

d) Inversiones en generación-transmisión

Las inversiones necesarias para llevar a cabo el programa de adicio-
nes en generación y la transmisión asociada, alcanzan un total de 140.1 millo-
nes de dólares en el período 1973-85.

	Potencia instalada (MW)	Costo total (millones de dólares)	Costo por kW (dólares)
Centrales hidro	329	103.7	315
Centrales térmicas	132	20.2	152
Transmisión asociada	-	16.2	-

Las inversiones por proyecto y fecha en que finalizará la construc-
ción se indican en el cuadro 13.

e) Costos anuales

Los gastos de operación y mantenimiento de las adiciones en genera-
ción y transmisión al Sistema CEL en el período 1973-85 se detallan en el
cuadro 14. Los gastos variables (combustibles) por generación en centra-
les a vapor mantienen un ritmo ascendente a partir de 1974 debido a la

/insuficiencia

insuficiencia de energía hidro para satisfacer los requerimientos adicionales del Sistema.

Los costos totales anuales para el período 1973-85 que se muestran en el cuadro 15 varían de 2.3 a 19.8 millones de dólares anuales en comparación con los gastos de operación y mantenimiento que se incrementan de 2.0 a 7.9 debido a los altos costos de la generación térmica.

4. Honduras

a) Adiciones de generación

Para satisfacer el aumento de la demanda de potencia y los requerimientos de energía de 1970 a 1985 en su sistema nacional interconectado, la ENEE ha preparado un programa de adiciones a su planta generadora que incluye la instalación de las centrales hidroeléctricas de Río Lindo con 40 MW en 1970, El Cajón con una potencia total de 150 MW, en cinco etapas, entre 1974 y 1982, y Naranjito con 90 MW en 1984. En centrales térmicas se contempla la instalación, en 1970, de una unidad de gas o varias diesel con una potencia total de 15 MW. En el cuadro 16 se detalla el programa de instalaciones, la potencia y energía disponibles de cada proyecto y el total de ambas para el sistema.

b) Requerimientos y disponibilidades de potencia

La demanda de potencia en el sistema nacional interconectado aumenta de 67 MW en 1973 a 260 MW en 1985. Para cubrir ese incremento se instalarán 240 MW en centrales hidroeléctricas que sumados a los existentes en 1972 darán un total instalado de 310 MW hidro; la potencia térmica se mantendrá en 40 MW, haciendo un total de 350 MW. La reserva de potencia, de acuerdo con este programa, será adecuada ya que todas las estaciones del período considerado superan la capacidad de la unidad térmica más grande y el 10 por ciento de la demanda; en 1984 se mantiene arriba de 35 MW y alcanza un valor máximo de 115 MW. (Véase el cuadro 17.) En el gráfico 3 se indica el crecimiento de la demanda y la cobertura de la misma con las nuevas adiciones.

/c) Requerimientos

c) Requerimientos y disponibilidades de energía

En el cuadro 18 se detalla, por estación, los requerimientos, suministros y disponibilidades de energía en el sistema nacional interconectado. Se indica asimismo la energía no utilizable en el sistema. Estos datos se resumen, en GWh, a continuación:

	Requerimiento	Suministro		Energía hidro disponible	Exceso de energía hidro
		Hidro	Diesel		
Total	<u>10 765</u>	<u>10 611</u>	<u>154</u>	<u>12 853</u>	<u>2 242</u>
Estación seca	5 157	5 010	147	5 759	749
Estación lluviosa	5 608	5 601	7	7 094	1 493

Las cifras anteriores demuestran con claridad que la disponibilidad de energía hidro es considerablemente mayor que los requerimientos del sistema y que existen excesos tanto en la estación seca como en la lluviosa, que podrían exportarse a otros sistemas. La generación en centrales térmicas es muy pequeña.

d) Inversiones en generación y transmisión

Durante el período 1973-85 las adiciones en capacidad generadora y en las obras de transmisión correspondientes, demandarán inversiones por la suma total de 82.4 millones de dólares, distribuidos en la siguiente forma:

	Potencia instalada (MW)	Costo total (millones de dólares)	Costo por kW (dólares)
Centrales hidro	240	73.8	307
Centrales térmicas	-	-	-
Transmisión asociada	-	8.6	

Las inversiones por proyecto y el año de inicio de operaciones se detallan en el cuadro 19.

e) Costos

e) Costos anuales

Los gastos de operación y mantenimiento en generación y transmisión del sistema nacional interconectado están formados, en su mayor parte, por los gastos fijos, ya que la generación térmica es nula en la mayoría de los años y alcanza valores muy pequeños de 1982 a 1985. (Véase el cuadro 20.)

En los costos totales anuales que se presentan en el cuadro 21 los costos de capital representan un 76 por ciento en 1974 y un 90 por ciento en 1985 dado que se trata de un sistema donde predominan las centrales hidroeléctricas.

5. Nicaragua

a) Adiciones de generación

En el Sistema Interconectado Nacional la capacidad instalada en 1969 es de 154 MW (51 MW hidro y 103 MW térmico). ENALUF ha programado para el período 1970-85 la instalación de las centrales hidroeléctricas de Santa Bárbara en 1971 con 50 MW, Nicaragua en 1976 con 35 MW y Rafael Mora en 1983 con 30 MW. En cuanto a centrales térmicas, se contempla la instalación de 15 MW a gas en Masaya (1975), y dos unidades a vapor de 60 MW cada una (1978 y 1980) en la nueva central térmica de Managua. Para 1985 la potencia instalada en centrales térmicas superará a la de centrales hidro por 62 MW. En el cuadro 22 se detallan las potencias y energías disponibles de cada proyecto y los totales del Sistema acumulados para el período 1970-85.

b) Requerimientos y disponibilidades de potencia

La demanda de potencia en el Sistema Interconectado Nacional aumenta de 123 MW en 1973 a 357 MW en 1985. Las adiciones en capacidad generadora previstas para el período cubren las demandas máximas estacionales, y una reserva cuyo valor mínimo en el período es de 57 MW (1974), y que es siempre mayor que la unidad térmica más grande del Sistema y mucho mayor que el 10 por ciento de la demanda máxima. (Véanse el cuadro 23 y el gráfico 4.)

/c) Requerimientos

c) Requerimientos y disponibilidades de energía

Los requerimientos de energía del Sistema superan grandemente a las disponibilidades de energía hidro en el período contemplado. Por esta razón es necesario generar una cantidad considerable de energía en centrales térmicas, tal como puede apreciarse en el siguiente resumen del cuadro 24 que muestra el detalle estacional:

	Requerimiento (GWh)	Suministros (GWh)		Disponibilidad (GWh)	
		Hidro	Térmico	Hidro	Térmico
Total	15 949	6 187	9 762	6 187	14 174
Estación seca	5 589	2 043	3 546	2 043	4 670
Estación lluviosa	10 360	4 144	6 216	4 144	9 504

La generación térmica total del período proviene esencialmente de centrales de vapor e incluye únicamente 75 GWh generados en unidades de gas.

d) Inversiones en generación-transmisión

Las inversiones totales durante el período 1973-85 en proyectos de generación y la transmisión asociada alcanzan un total de 52.7 millones de dólares, distribuido de la siguiente manera:

	Potencia instalada (MW)	Costo total (millones de dólares)	Costo por kW (dólares)
Centrales hidro	65	27.9	429
Centrales térmicas, vapor	120	19.2	160
Centrales térmicas, gas	15	1.7	114
Transmisión asociada	-	3.9	-

/En el cuadro

En el cuadro 25 se detallan las inversiones estimadas por proyecto, y la fecha de su entrada en operación de acuerdo con el programa nacional de adiciones.

e) Costos anuales

En el cuadro 26 se detallan los gastos fijos de operación y mantenimiento de las adiciones a los sistemas de generación y transmisión según el programa nacional. Los gastos variables están constituidos en su mayor parte por el combustible utilizado para generación en plantas de vapor. Como consecuencia del aumento en generación térmica, estos gastos variables representan un porcentaje cada vez mayor de los gastos de operación y mantenimiento en el Sistema. Los gastos fijos y variables de operación y mantenimiento superan los costos de capital durante todo el período estudiado debido a que la generación térmica se mantiene a valores muy altos. (Véase el cuadro 27.)

6. Costa Rica

a) Adiciones de generación

El Sistema Interconectado Nacional de Costa Rica cuenta en 1969 con una potencia total instalada de 197 MW, de los cuales 167 MW corresponden a centrales hidroeléctricas y solamente 30 MW a centrales térmicas. El programa de adiciones para el período 1970-85, presentado por el ICE para efectos de este estudio, incluye el aumento de 60 MW en 1972 y 30 MW en 1982 a Río Macho (Tapantí) la construcción del proyecto de Pacuare con 120 MW para 1977 y el de Colón con 110 MW para 1983. Se instalarán además dos unidades térmicas a vapor de 40 MW cada una, en Moín (cerca de Puerto Limón). La potencia total instalada en 1985 será de 597 MW (487 MW hidro y 110 MW térmicos). En el cuadro 28 se detallan estas adiciones, la potencia y la energía disponibles por proyecto y en el sistema.

/b) Requerimientos

b) Requerimientos y disponibilidades de potencia

La demanda máxima en el Sistema Interconectado Nacional de Costa Rica aumenta de 216 MW en 1973 a 506 MW en 1985. La potencia instalada según el programa de adiciones descrito en el literal a) cubre las necesidades de potencia y permite una reserva adecuada del año 1976 en adelante. Para contar con dicha reserva en el período 1973 a 1975 es necesario utilizar la capacidad de sobrecarga de las centrales que llega a unos 32 MW. A partir de 1976 la reserva en el Sistema se mantiene en valores superiores a 48 MW, siendo siempre mayor que la potencia de la unidad térmica más grande del Sistema y que el 10 por ciento de la demanda máxima estacional. (Véanse el cuadro 29 y el gráfico 5.)

c) Requerimientos y disponibilidades de energía

El Sistema Interconectado Nacional de Costa Rica es predominantemente hidroeléctrico y la generación térmica representa un porcentaje muy reducido de los requerimientos totales, tal como puede apreciarse para el período 1973-1985 en el siguiente resumen del cuadro 30.

	Requerimiento	Suministro (GWh)		Exceso de energía hidro
		Hidro	Térmico	
Total	23 566	22 763	803	4 562
Estación seca	7 735	7 265	470	393
Estación lluviosa	15 831	15 498	333	4 169

Debido a las características de los proyectos hidroeléctricos de Costa Rica, durante la estación lluviosa existe una cantidad considerable de energía secundaria que podría ser utilizada en los sistemas vecinos de Nicaragua y Panamá en los cuales la generación térmica es considerable.

d) Inversiones en generación-transmisión

Las inversiones que se estima serán necesarias para llevar a cabo el programa de inversiones presentado por el ICE suman 103.5 millones en el /período

período 1973-85, distribuidas en la siguiente forma:

	Potencia instalada (MW)	Costo total (millones de dólares)	Costo por kW (dólares)
Centrales hidro	260	79.7	306
Centrales térmicas	80	14.1	176
Transmisión asociada	-	9.7	-

En el cuadro 31 se detallan las inversiones estimadas por proyecto y la fecha programada para su entrada en operación.

e) Costos anuales

Lo mismo que en el caso de Honduras los gastos variables por generación en centrales térmicas representan una parte pequeña del total de gastos, siendo nulos en los años 1977 a 1979. La mayoría de la generación térmica del período se requiere en los años 1982 a 1983. En el cuadro 32 se detallan los gastos fijos de operación y mantenimiento de los proyectos de generación y transmisión construidos durante el período 1973-85, y los gastos variables de generación en el sistema, para el mismo período.

Los costos de capital representan el 64 por ciento de los costos anuales totales en 1975 y suben al 85 por ciento en 1985 debido a la alta proporción de centrales hidroeléctricas en el Sistema. (Véase el cuadro 33.)

7. Panamá

a) Adiciones de generación

El sistema nacional interconectado de Panamá que incluye la Zona del Canal, tiene en 1969 una capacidad instalada de 213 MW (24 MW hidro y 189 MW en centrales térmicas a vapor, gas y diésel). No se toma en cuenta la potencia de la planta de Gatún debido a que su disponibilidad está sujeta a la operación del Canal.

/El programa

El programa de adiciones suministrado por el IRHE cubre solamente el período 1973-78, año en que se instalarán 290 MW en centrales hidroeléctricas y 73 MW en centrales a vapor. Para completar el programa hasta 1985 se ha considerado que el proyecto hidroeléctrico de Changuinola con 150 MW podría entrar en operación en 1981 y que sería necesario instalar 240 MW adicionales en centrales a vapor (120 MW en 1978 y 120 MW en 1983). En el cuadro 34 se detallan las adiciones, sus potencias y la energía disponible totales y por proyecto.

b) Requerimientos y disponibilidades de potencia

En el sistema de Panamá que es el más grande de la región, las necesidades de potencia varían de 255 MW en 1973 a 844 MW en 1985. Las adiciones en capacidad generadora cubren esta demanda y permiten mantener una reserva adecuada a partir de la estación lluviosa de 1973, cuando entra en operación El Bayano. La reserva se mantiene en cifras mayores a 86 MW valor que es superior al tamaño de la unidad térmica más grande y al 10 por ciento de la demanda. (Véanse el cuadro 35 y el gráfico 6.)

c) Requerimientos y disponibilidades de energía

Los requerimientos de energía del sistema aumentan de 1 703 GWh en 1973 a 4 772 GWh en 1985. Durante este período las centrales hidroeléctricas suministran poco menos de la mitad de la energía requerida, por lo cual la generación térmica alcanza cifras considerables, como se indica en el siguiente resumen del cuadro 36:

	Requeri- mientos	Suministro (GWh)		Disponibilidad (GWh)	
		Hidro	Térmico	Hidro	Térmico
Total	39 702	19 686	20 016	19 686	26 876
Estación seca	26 987	13 482	13 505	13 482	17 996
Estación lluviosa	12 715	6 204	6 511	6 204	8 880

En el cuadro 36 se detallan los requerimientos, suministros y disponibilidades de energía para el período estudiado.

/d) Inversiones

d) Inversiones en generación y transmisión

Se estima que el programa de adiciones en generación, descrito anteriormente, y la transmisión asociada requieren inversiones por un total de 200.1 millones de dólares en el período 1973-85, tal como se indica a continuación:

	Potencia instalada (MW)	Costo total (millones de dólares)	Costo por kW (dólares)
Centrales hidro	440	116.1	264
Centrales térmicas	240	38.1	161
Transmisión	-	45.9	-

En el cuadro 37 se detallan las inversiones estimadas en obras de generación y transmisión, así como fecha de entrada en operación de los proyectos.

e) Costos anuales

Los gastos de operación y mantenimiento del sistema durante el período 1973-85 se detallan en el cuadro 38. Incluyen los gastos fijos de las adiciones en generación y transmisión y los gastos variables ocasionados por la generación térmica. Estos últimos representan una suma mucho mayor que los gastos fijos y aumentan considerablemente durante el período, (de 4.2 millones en 1973 a 9.6 millones en 1985).

Los costos de capital representan un 35 por ciento de los costos anuales en 1973 y 59 por ciento en 1985 como se muestra en el cuadro 39. Lo anterior se debe a que se trata de un sistema mixto en que la generación térmica cubre la mitad del mercado aproximadamente.

III. DESARROLLO COMBINADO DE LOS SISTEMAS SUBREGIONALES

1. Generalidades

En este capítulo se analizan los cuatro sistemas combinados que se han estimado más favorables en el Istmo Centroamericano y que corresponden a los siguientes pares de países: Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá.

En cada caso se han considerado dos alternativas básicas denominadas A-1 y A-2. En la primera se analiza la operación de los sistemas combinados sin alterar los programas nacionales de adiciones de generación. En este caso los beneficios de la interconexión se derivan exclusivamente de la sustitución de energía de mayor costo en un sistema nacional por energía hidráulica secundaria o térmica de menor costo del otro sistema nacional. En la segunda se analizan variaciones a los programas nacionales que permitirían obtener ahorros, pero manteniendo un buen grado de autonomía en los sistemas nacionales respectivos.

Para establecer los suministros de energía de las alternativas A-1 y A-2, se calcularon, en primer lugar, los suministros en los sistemas nacionales utilizando, para las centrales hidroeléctricas, la generación estacional con regulación normal de los embalses en las alternativas A-1 y con sobrerregulación en las alternativas A-2; en segundo, se determinaron los excedentes de energía de menor costo disponibles en un país y, por último, se asignaron los montos de estos sobrantes que podrían utilizarse en el otro país. Además, se verificó la disponibilidad de potencia para la transmisión de la energía excedente.

También se analizó, aunque con menor detalle, una serie de importantes modificaciones a los programas nacionales de adiciones de generación que podrían tener un impacto significativo en la justificación de los sistemas combinados. Con tales propósitos se presentan cuadros con la información que se indica enseguida:

En las alternativas A-1, la potencia instalada y las inversiones en generación-transmisión se obtienen sumando los valores correspondientes en los sistemas nacionales independientes. Las reservas de potencia para

/el sistema

el sistema combinado se incrementan considerablemente, obteniéndose como mínimo valores equivalentes a la suma de las unidades térmicas mayores en cada sistema nacional. Solamente se presentan los cuadros de generación y costos anuales. Los primeros muestran los requerimientos y suministro de energía correspondientes a cada país, así como los flujos de energía y la potencia máxima de transmisión. Los segundos indican los gastos de operación y mantenimiento por país, las obras de interconexión y los costos de capital. Los gastos de operación y mantenimiento se calculan siguiendo los procedimientos explicados para los sistemas nacionales independientes. En el caso de las obras de interconexión se carga el total de la inversión en el año en que éstas entran en operación, con el objeto de establecer el período en que se consideran económicamente justificables, según se explica en el próximo capítulo.

Para las alternativas A-2 se presentan cuadros de: 1) adiciones de potencia; 2) requerimientos, suministro y reserva de potencia; 3) requerimientos, suministro e intercambio de energía; 4) modificaciones a la alternativa A-1, y 5) costos anuales. Los dos primeros son similares a los incluidos en el caso de los sistemas nacionales independientes que se explican en el capítulo II. El tercero, como su nombre lo indica, muestra los cambios en inversiones y fechas de entrada en operación de los programas de la alternativa A-1 para llegar a la A-2. Los dos últimos son similares a los correspondientes a las alternativas A-1 mencionados en el párrafo anterior.

En los otros programas alternos considerados se presentan los excedentes de energía hidráulica que podrían ser utilizados en otros países, distribuyéndolos entre las centrales hidroeléctricas correspondientes. Además se indican los bloques de potencia disponibles para la transferencia de la energía sobrante, con el propósito de señalar las horas del día en que se dispone de potencia suficiente para transmitir parcial o totalmente dicha energía y, en consecuencia, si se trata de energía de base, de pico o fuera de pico.

A continuación se analiza a grandes rasgos cada una de las cuatro combinaciones de sistemas.

2. Guatemala-El Salvador

La interconexión entre Guatemala y El Salvador tendría como objetivo a corto plazo sustituir la energía de alto costo que se generaría en las centrales de gas y diesel de Guatemala por energía de vapor de las centrales de Acajutla en El Salvador. Los costos marginales de generación en ambos países son de 11.3 y 3.8 milésimos de dólar por kWh, respectivamente. Con el propósito de conseguir el mayor desplazamiento posible de la energía de las centrales de gas antes mencionadas, las obras de interconexión deberán iniciarse a la mayor brevedad posible, lo que se estima ocurriría en junio de 1973.

a) Alternativa A-1

Los requerimientos y suministro de esta alternativa, en comparación con los de los sistemas nacionales independientes (véanse los cuadros 6 y 12), se resumen a continuación, en miles de GWh:

	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	Guatemala	El Salvador	Guatemala	El Salvador
Requerimientos	26.5	25.2	26.5	25.2
Suministro	26.5	25.2	25.3	26.4
Hidro	16.9	14.6	16.9	14.8
Vapor	8.5	10.6	8.4	11.6
Gas	1.0	-	-	-
Diesel	0.1	-	-	-

Como se colige de las cifras anteriores, esta interconexión permitiría reemplazar unos 1 100 GWh de generación de alto costo (gas y diesel) en Guatemala por energía a vapor de menor costo de El Salvador. El flujo de energía de El Salvador a Guatemala se intensificaría en el período 1973-77 a una potencia máxima de 67 MW. (Véase el cuadro 40.) La capacidad de transporte de la línea propuesta, que se describe más adelante, sería de 75 MW.

Al comparar los costos anuales del sistema combinado para el período 1973-85 (véase el cuadro 41), con los de los sistemas nacionales independientes, se aprecia una reducción en los gastos variables de 8.0 millones de dólares por la mayor utilización de la energía de El Salvador que es más económica. Para llevar a cabo las obras de interconexión, se requeriría una inversión de 2.2 millones de dólares y los gastos de operación y mantenimiento se incrementarían en 57 000 dólares anuales. Estas obras consistirían básicamente en dos subestaciones terminales y en una línea de 138 kV de un solo circuito (477 MCM), de Guacalate, Guatemala a Acajutla en El Salvador, con una longitud de aproximadamente 140 km. (Véanse los cuadros 2 y 3 del capítulo I.)

b) Alternativa A-2

En esta alternativa se sustituyen algunos de los proyectos y se eliminan otros con el objeto de reducir la potencia instalada a niveles más apropiados con la magnitud de las demandas del sistema combinado. Mientras que el programa de adiciones de El Salvador no se modifica, en el de Guatemala se hacen los siguientes cambios: se elimina la unidad de 33 MW a vapor programada para 1977 en Guacalate, y en 1982 se instala una de 100 MW en lugar de la de 75 MW incluida en el programa nacional; en el proyecto Atitlán I se elimina la tercera unidad de 53 MW, instalando únicamente la de Atitlán II.

La capacidad total instalada en el sistema combinado aumentaría de 442 MW en 1973 a 1 490 en 1985. Esta última cifra, comparada con la de la alternativa A-1 que en ese año sería de 1 551 MW, indica que habría una reducción de 61 MW (53 MW hidro y 8 MW vapor). (Véase el gráfico 7.)

El programa de adiciones modificado permite a los dos países mantener una reserva adecuada. Hasta 1977 la situación es la misma que en los sistemas nacionales independientes y que en la alternativa A-1. De 1978 en adelante, la reserva en cualquiera de los dos sistemas es siempre mayor que el 10 por ciento de la demanda máxima y mayor que la unidad térmica más grande. (Véase el cuadro 42.)

Los requerimientos, suministro y disponibilidad de energía estacional para cada año en los dos sistemas se detallan en el cuadro 43. Además se indica el flujo de energía del sistema de El Salvador a Guatemala. A continuación se compara, en GWh y para el período 1973-85, la generación en los sistemas independientes con la del sistema combinado:

	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	<u>Guatemala</u>	<u>El Salvador</u>	<u>Guatemala</u>	<u>El Salvador</u>
Requerimientos	26.5	25.2	26.5	25.2
Suministro	26.5	25.2	24.3	27.4
Hidro	16.9	14.6	16.9	14.6
Vapor	8.5	10.6	7.3	12.8
Gas	1.0	-	0.1	-
Diesel	0.1	-	-	-

En este caso El Salvador enviaría a Guatemala 2 200 KWh de energía (2 050 vapor y 150 hidráulica) para reemplazar los 1 000 GWh de generación a gas y 1 200 GWh a vapor que Guatemala dejaría de generar al retrasar la entrada en operación de la unidad de 33 MW en Guacalate. Esto resulta viable debido a que El Salvador dispone de energía térmica de menor costo que Guatemala. La potencia necesaria para transmitir esta energía no excede de 70 MW, cifra inferior a la capacidad de transporte de la línea propuesta para la interconexión en la alternativa A-1, que también se usaría en este caso. En consecuencia, las inversiones y los gastos anuales de operación y mantenimiento para estas obras son los mismos que para la alternativa A-1 (2.2 millones y 57 000 dólares, respectivamente).

Las modificaciones a las inversiones en generación-transmisión comparadas con las que corresponden a los sistemas independientes, así como los costos anuales del sistema combinado, incluyendo el costo total de las obras de interconexión, se muestran en los cuadros 44 y 45. Tal como ocurre en la alternativa A-1, los gastos variables disminuyen (en este caso en 7.6 millones de dólares), debido a que se reduce la generación de alto costo de Guatemala.

3. El Salvador-Honduras

Esta interconexión tendría como objetivo principal que El Salvador utilizara los excedentes de energía hidráulica de los nuevos proyectos programados por Honduras en el período 1974-85, para sustituir su generación a vapor que tiene costos marginales de generación del orden de los 3.8 milésimos de dólar por kWh. En consecuencia, se estima que las obras de interconexión empezarían a operar conjuntamente con dichos proyectos a fines de 1974.

a) Alternativa A-1

El suministro de energía de esta alternativa, en comparación con los correspondiente de los sistemas nacionales independientes, se resumen en miles de GWh y para el período 1974-85 en el cuadro siguiente:

	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	<u>El Salvador</u>	<u>Honduras</u>	<u>El Salvador</u>	<u>Honduras</u>
Requerimientos	24.2	10.3	24.2	10.3
Suministro	24.2	10.3	22.2	12.3
Hidro	14.1	10.2	14.1	12.2
Térmico	10.1	0.1	8.1	0.1

Las cifras anteriores indican que esta interconexión permitiría sustituir 2 000 GWh de generación a vapor de El Salvador por energía secundaria hidroeléctrica de Honduras. El flujo de energía que se mantendría siempre en la dirección Honduras-El Salvador resultaría más elevado durante la estación seca en los primeros años. Con excepción de las estaciones lluviosas del período 1975-78, El Salvador utilizaría prácticamente toda la energía que le sobrara a Honduras. Para alcanzar la potencia máxima de transmisión que llegaría a 56 MW (véase el cuadro 46), se propone una línea con una capacidad de transporte de 72 MW que se describe más adelante.

En el cuadro 47 se indican los costos anuales para el período considerado. Al generarse menos energía térmica, los gastos variables del período 1974-85 comparados con los de los sistemas independientes, se reducen en

/8.5 millones

8.5 millones de dólares. Las obras de interconexión, en cambio, requerirían una inversión de 2.3 millones de dólares y un incremento en los gastos anuales de operación y mantenimiento de 58 000 dólares. El sistema de transmisión propuesto consistiría fundamentalmente en dos subestaciones terminales y en una línea de 138 kV de un solo circuito (477 MCM) de Cañaveral en Honduras a Poza del Silencio en El Salvador, con una longitud aproximada de 160 km. (Véanse los cuadros 2 y 3 del capítulo I.)

b) Alternativa A-2

En esta alternativa se efectúan cambios en los programas nacionales de ambos países, siendo los principales en El Salvador. En relación con los programas nacionales, durante el período 1973-85, El Salvador eliminaría la tercera unidad de la central hidroeléctrica Poza del Silencio y adelantaría la entrada en operación de la central Paso del Oso de diciembre de 1983 a diciembre de 1981; aumentaría la generación a vapor de la central térmica Acajutla 4, programada para diciembre de 1979, de 66 a 100 MW, y reemplazaría la central Acajutla 5 de 66 MW a vapor, programada para diciembre de 1981, por una unidad de 33 MW a gas en diciembre de 1984. En Honduras, el nuevo programa de adiciones del proyecto hidroeléctrico de El Cajón reduciría las 5 etapas de 30 MW cada una que se iniciarían en el mes de diciembre de los años 1974, 1976, 1978, 1980 y 1982, respectivamente, por tres etapas de 60, 30 y 60 MW que empezarían a operar en el mes de diciembre de los años 1974, 1976 y 1980, respectivamente. (Véanse los cuadros 48 y 51 y el gráfico 8.)

La potencia instalada en el sistema combinado varía de 308 MW en 1975 a 864 MW en 1985. Las reservas de potencia para el sistema combinado son mayores que la unidad térmica más grande y que el 10 por ciento de la demanda máxima. A partir de 1978, sin embargo, resultan inferiores en El Salvador al eliminarse la tercera unidad de Poza del Silencio, llegando a un valor mínimo de 36 MW en la estación seca de 1979. Con la sola excepción de este año, la situación se puede corregir manteniendo el tamaño de las unidades térmicas en 66 MW. En el caso de Honduras la reserva es siempre igual o mayor que en la solución independiente. (Véase el cuadro 49.)

/Los suministros

Los suministros de energía del sistema combinado, para el período 1974-85, comparados con los correspondientes a los de los sistemas nacionales independientes, se resumen a continuación en miles de GWh:

	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	<u>El Salvador</u>	<u>Honduras</u>	<u>El Salvador</u>	<u>Honduras</u>
Requerimientos	24.2	10.3	24.2	10.3
Suministro	24.2	10.3	21.9	12.6
Hidro	14.1	10.2	14.6	12.6
Térmico	10.1	0.1	7.3	-

Las cifras anteriores indican que se sustituirían 2 300 GWh de generación en las centrales de vapor de Acajutla en El Salvador por energía secundaria de las hidroeléctricas de Honduras. Este reemplazo supera en 300 GWh el alcanzado en la alternativa A-1 y se obtiene, en parte, con base en la sobrerregulación de las centrales de Cañaveral y Río Lindo en Honduras. Los flujos de energía irían siempre de Honduras a El Salvador y la potencia máxima de transmisión sería de 60 MW. (Véase el cuadro 50.) En esta alternativa se propone la misma línea de transmisión de la alternativa A-1, con una capacidad de 72 MW. Adicionalmente se recomienda un refuerzo a las terminales de la central Poza del Silencio de San Salvador. (Véanse los cuadros 2 y 3 del capítulo I.)

Las modificaciones mencionadas, tanto en centrales como en transmisión asociada, se detallan en el cuadro 51. Los costos anuales del sistema combinado, en relación con los correspondientes de los sistemas independientes, muestran una reducción en los gastos variables de 11.4 millones de dólares para el período 1974-85, debido a que se sustituye la generación térmica por la hidráulica. Las nuevas obras de interconexión requieren un aumento en la inversión de 3.03 millones de dólares y un incremento a 64 000 dólares en los gastos anuales de operación y mantenimiento.

4. Nicaragua-Costa Rica

Con esta interconexión Nicaragua podría utilizar los enormes excedentes de energía hidroeléctrica secundaria de que dispone Costa Rica durante la estación lluviosa, ya mencionados en el capítulo anterior. Los costos marginales de la generación térmica de Nicaragua que se desplazaría resultan del orden de los 4.4 milésimos de dólar por KWh.

Para estos propósitos se deberán construir las obras de interconexión a la mayor brevedad, estimándose que empezarían a operar a mediados de 1973.

a) Alternativa A-1

A continuación se presenta un cuadro resumen, para el período 1973-85 y en miles de GWh, de los requerimientos y suministro de energía, del sistema combinado de esta alternativa, comparados con los obtenidos en la operación independiente de los sistemas nacionales:

	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	<u>Nicaragua</u>	<u>Costa Rica</u>	<u>Nicaragua</u>	<u>Costa Rica</u>
Requerimientos	15.9	23.3	15.9	23.3
Suministro	15.9	23.3	12.5	26.7
Hidro	6.2	22.5	6.2	26.2
Térmico	9.7	0.8	6.3	0.5

Las cifras anteriores indican que la operación combinada de los sistemas permitiría la sustitución de 3 400 GWh de energía generada en las centrales térmicas de Nicaragua por generación hidroeléctrica sobrante de Costa Rica. Los flujos de energía irían siempre de Costa Rica a Nicaragua, alcanzando montos de 400 GWh en una estación lluviosa de ocho meses. En la mayoría de los años, sin embargo --asumiendo que los embalses de ambos países operarían normalmente-- no sería posible utilizar la totalidad de los excedentes de Costa Rica por limitaciones del mercado nicaraguense. La potencia máxima de transmisión llegaría en 1984 a 100 MW aunque en el resto del período se mantendría por debajo de 90 MW. (Véase el cuadro 53.) Para la interconexión se propone una línea de transmisión con capacidad de 125 MW que se describe más adelante.

/En materia

En materia de costos se obtienen, para el período considerado (1973-85), reducciones de 15.9 millones de dólares por concepto de gastos variables de generación térmica y, por otro, un incremento de 8.6 millones por inversiones en las obras de interconexión y 109 000 dólares anuales más para gastos de operación y mantenimiento. Dichas obras consistirían en subestaciones terminales en Colima, Costa Rica y Masaya, Nicaragua y una línea de transmisión de 230 kV con un circuito (795 MCM) y una longitud aproximada de 360 km. (Véanse los cuadros 2 y 3 del capítulo I.)

b) Alternativa A-2

En esta alternativa se mantienen las características de todas las adiciones de generación de la alternativa A-1, modificándose únicamente las fechas de entrada en operación, con el objeto de reducir las reservas del sistema combinado a niveles más razonables. En el programa de Costa Rica, las centrales térmicas Moín 1 y 2 con 40 MW cada una se trasladan de enero de 1975 a diciembre de 1975 y de septiembre de 1981 a enero de 1982, respectivamente. Las tres etapas de 40 MW cada una de la central hidroeléctrica de Pacuare se concentran en diciembre de 1977 en vez de enero, mayo y septiembre de ese mismo año, y el proyecto hidroeléctrico de Colón se adelanta de febrero de 1984 a diciembre de 1983. Para Nicaragua se proponen los siguientes cambios de fechas: Masaya (gas, 15 MW) de enero de 1975 a diciembre de 1977, Managua Nueva 1 y 2 (vapor, 60 MW cada una) de enero de 1978 a enero de 1980 y de enero de 1980 a enero de 1983, respectivamente; las centrales hidroeléctricas se adelantarían ligeramente como sigue: Nicaragua (35 MW) de enero de 1976 a diciembre de 1975 y Rafael Mora (30 MW) de enero de 1982 a diciembre de 1981. (Véanse los cuadros 55 y 58 y el gráfico 9.)

La potencia total instalada en el sistema combinado al final del período sería igual a la de la alternativa A-1 ya que no se eliminaría ninguna adición de generación. Las reservas de potencia para el sistema combinado se mantendrían durante todo el período por encima de la unidad térmica mayor y del 10 por ciento de la demanda máxima. Para el sistema de Nicaragua, considerado aisladamente, las reservas de potencia quedarían por debajo de

los 60 MW en la estación lluviosa de los años 1978, 1981, 1982 y 1985 y llegarían a 22 MW en las dos estaciones de 1979. Sin embargo, se mantendrían siempre dentro del 10 por ciento de la demanda máxima. Esta situación se corregiría en parte reduciendo el tamaño de las nuevas unidades térmicas. En el sistema constarricense la situación resultaría aún más crítica si no se tomara en cuenta la capacidad de sobrecarga. (Véase el cuadro 56.)

A continuación se resumen, en miles de GWh y para el período 1973-85, tanto los suministros de energía del sistema combinado como los de los sistemas independientes:

	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	Nicaragua	Costa Rica	Nicaragua	Costa Rica
Requerimientos	15.9	23.3	15.9	23.3
Suministro	15.9	23.3	12.4	26.8
Hidro	6.2	22.5	6.3	26.3
Térmico	9.7	0.8	6.1	0.5

Las cifras anteriores muestran que podrían sustituirse 3 500 GWh de generación térmica en Nicaragua por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica. La mejor utilización de la energía hidráulica, en comparación con la alternativa A-1 (200 GWh), se debe principalmente a la sobrerregulación de embalses considerada en esta alternativa. Los flujos de energía irían siempre de Costa Rica a Nicaragua y la potencia máxima de transmisión llegaría a los 100 MW. (Véase el cuadro 57.) Para esta alternativa se considerarían las mismas obras de interconexión que en la alternativa A-1. En los cuadros 58 y 59 se indican los costos anuales resultantes. Los de capital se reducen en los años en que se atrasan las adiciones de generación, según se explicó anteriormente, y los costos variables para el período 1973-85 se reducen en 18.4 millones de dólares.

5. Costa Rica-Panamá

Esta interconexión se podría justificar con el reemplazo de generación térmica en Panamá (con costos marginales de producción del orden de los 3.9 milésimos de dólar por kWh) por energía hidroeléctrica excedente en Costa Rica. Se ha hecho coincidir la fecha de interconexión con la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Fortuna de Panamá, programada para mediados de 1977, ya que, como se explica más adelante, el costo de las obras de interconexión se reduciría de 14.0 a 5.6 millones de dólares, pues el Proyecto Fortuna está más cerca del centro de carga de Costa Rica que del de Panamá.

a) Alternativa A-1

El resumen comparativo de los suministros de energía del sistema combinado y de los sistemas nacionales independientes se muestra a continuación, en miles de GWh, para el período 1977-85.

	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	<u>Costa Rica</u>	<u>Panamá</u>	<u>Costa Rica</u>	<u>Panamá</u>
Requerimientos	17.3	32.0	17.3	32.0
Suministro	17.3	32.0	20.4	28.9
Hidro	16.6	16.4	19.7	16.4
Térmico	0.7	15.6	0.7	12.5

El cuadro anterior señala la sustitución de 3 100 GWh de generación térmica de Panamá por energía hidroeléctrica de Costa Rica. El flujo de energía iría siempre de Costa Rica a Panamá, concentrándose en las estaciones lluviosas, y alcanzando un máximo de aproximadamente 580 GWh en la estación lluviosa (8 meses) de 1977. El mercado de Panamá absorbería todos los excedentes de energía hidráulica de Costa Rica y aun mantendría generación térmica con valores superiores a 300 GWh durante los años 1973-85, lo que indica que todavía podría recibir mayores excedentes. Se requeriría una potencia de transmisión de 120 MW para los años 1977 y 1978, pero no sería mayor de 90 MW en el resto del período. (Véase el cuadro 60.) Se propone una línea de transmisión con 125 MW de capacidad que se describe más adelante.

Si se comparan los costos anuales del sistema combinado y de los sistemas nacionales independientes, se aprecia, en los del primero, un aumento de 85 000 dólares por gastos anuales de operación y mantenimiento y otro de 5.6 millones por concepto de inversiones, debidos a las obras de interconexión. Por otro lado, se obtiene una reducción de 10.7 millones de dólares en los gastos variables para el mismo período (1977-85) por concepto de menor generación térmica. La línea de interconexión sería de 230 kV con un solo circuito (795 MCM) y subestaciones terminales en Río Macho, Costa Rica y Dolega, Panamá. Su longitud se estima en 270 km. (Véanse los cuadros 2 y 3 del capítulo I.)

b) Alternativa A-2

Comparándola con la alternativa A-1, en esta se efectúan los siguientes cambios en las adiciones de generación. En Costa Rica se posponen siete y cuatro meses, respectivamente, las etapas 2 y 3 de 40 MW cada una de la central hidroeléctrica Pacuare, y se elimina, dentro del período considerado, la adición Río Macho 5 de 30 MW; por otro lado, se adelanta nueve meses la entrada en operación de la central de vapor Moín 2 (40 MW). En el programa de Panamá se reducen de 60 a 50 MW las unidades 4, 5, 6 y 7 de la central de vapor Las Minas y se pospone por un año la entrada en operación de cada una. (Véanse los cuadros 62 y 65 y el gráfico 10.)

La potencia instalada del sistema combinado varía de 956 MW en 1977 a 895 MW en 1985. Esta última cifra representa una reducción de 70 MW (30 hidro y 40 térmicos) en comparación con la suma de las potencias instaladas en los sistemas nacionales independientes. Las reservas de potencia en el sistema combinado son muy superiores a la unidad térmica mayor (50 MW). También resultan más altas que el 10 por ciento de la demanda máxima, excepto durante la estación lluviosa de 1985. Los requerimientos, suministro y reserva de potencia por país y en conjunto se muestran en el cuadro 63.

Los suministros de energía de esta alternativa y de los sistemas nacionales independientes son idénticos al de la alternativa A-1 que se detalla en el párrafo anterior. Esto se debe a que en ambos casos el mercado de Panamá absorbe todos los excedentes de energía hidroeléctrica de Costa Rica.

Como consecuencia de lo anterior, los flujos de energía por estación sólo tienen ligeras variaciones por los cambios de fecha de entrada en operación de las etapas 2 y 3 del proyecto Pacuare antes citadas. Cabe señalar que si se sobrerregulase el embalse de El Bayano en Panamá, este país podría aprovechar más excedentes de la estación lluviosa de Costa Rica. Se transmitiría la misma potencia máxima que en la alternativa A-1 (120 MW) y se adoptarían las mismas obras de interconexión. Los requerimientos, suministro e intercambios de energía del sistema combinado, por estación, se muestra en el cuadro 64.

Los cambios en las inversiones ocasionados tanto por las variaciones en los programas de adiciones de generación como por su transmisión asociada se presentan en los cuadros 65 y 66. La reducción en los gastos variables, para el mismo período de la alternativa A-1, sería de 10.3 millones de dólares.

6. Otras alternativas

Como se mencionó al principio del capítulo, a continuación se presenta una serie de programas nacionales con modificaciones más radicales que las contempladas en las alternativas A-1 y A-2, que de llevarse a cabo, podrían afectar de manera significativa los resultados del informe. A continuación se resumen, por país, dichos programas y se analizan a grandes rasgos los elementos que se consideran más importantes para la interconexión.

a) Guatemala

Dentro de los posibles cambios al programa nacional destacan la operación y el desarrollo de las centrales aguas abajo del lago Atitlán. A fin de eliminar o reducir al mínimo la generación en las centrales térmicas de alto costo (gas y diesel) se podría aumentar la generación de las centrales del lago Atitlán bajando el nivel del mismo. Esto también se podría lograr con la mitad del agua al aprovecharse al desarrollo de toda la caída disponible en un salto en vez de en dos saltos. Cabe mencionar que en este caso cada metro cúbico de agua generaría unos 2 kWh y el proyecto dispone de un embalse útil superior a los 1 000 millones de metros cúbicos. De lo anterior

/se deduce

se deduce que la interconexión del sistema combinado Guatemala-El Salvador, presentada en las alternativas A-1 y A-2, dependería fundamentalmente de la entrada en operación de las centrales que utilizan las aguas del lago Atitlán, así como de las posibles limitaciones por variación en los niveles de dicho lago.

En el estudio se ha estimado que la central Atitlán I entraría en operación en el mes de diciembre de 1973. Para la generación se utilizaron las cifras proporcionadas por el INDE. Este organismo --como se mencionó al tratar la operación del sistema independiente de Guatemala en el capítulo II-- consideró un descenso del lago de sólo 2.60 metros.

Sobre las bases anteriores, la generación de alto costo resultó del orden de 1 000 GWh. Como esta generación podría sustituirse por generación a vapor de El Salvador que es más económica, se justifica ampliamente la construcción de obras de interconexión por valor de 2.2 millones de dólares. De todas maneras dicha interconexión es aconsejable aun cuando sólo se generaran 300 GWh de energía de alto costo en Guatemala, ya que los costos unitarios de generación térmica son de 11.3 milésimos de dólar en este país y de 3.8 en El Salvador, aproximadamente.

Suponiendo que las obras de interconexión entraran en operación a mediados de 1973 --lo cual es factible si hay acuerdo y decisión para realizarlas--, si hubiera atraso en la primera central de Atitlán o limitaciones en la utilización de las aguas del lago bastaría con sustituir unos 300 millones de kWh de las centrales de gas y diesel existentes en Guatemala por energía a vapor de El Salvador para cubrir totalmente la inversión de las obras de interconexión propuestas en este estudio.

Otra posibilidad que habría que considerar seriamente es la de obtener potencia firme de El Salvador para evitar la instalación de una nueva unidad térmica en Guatemala si se atrasara la entrada en operación de las centrales hidroeléctricas. En este caso, el costo de la nueva adición podría cubrir fácilmente las inversiones en las obras de interconexión tantas veces mencionadas.

El proyecto de Atitlán, con su enorme capacidad de regulación pluri-anual, se podría operar a más largo plazo en combinación con sistemas vecinos.

/Podría

Podría utilizarse como planta de base en la estación seca para compensar faltantes de energía hidráulica y como planta de pico en la estación de lluvias para absorber excedentes. Por último, se podría intercambiar la energía de pico de Atitlán por energía térmica de base en centrales de alta eficiencia como las contempladas en el programa de adiciones de El Salvador.

b) El Salvador

En el caso de El Salvador se han considerado las siguientes alternativas: 1) la entrada en operación, a corto plazo de la central hidroeléctrica El Tigre, y 2) la construcción de una primera etapa de Poza del Silencio con una presa a una elevación de 220 m.s.n.m.; ambas alternativas se muestran en el cuadro 67.

Según el programa mencionado, con la entrada en operación de la planta El Tigre, en diciembre de 1974, para sustituir Poza del Silencio se producirían excedentes de energía considerables en las estaciones de lluvias del período 1975-83. Cabe señalar, de acuerdo con la información disponible, que los costos de generación de la central El Tigre, a plena utilización, son del orden de 5 milésimos de dólar por kWh. Los excedentes alcanzarían, por estación, la cifra de 200 a 300 GWh y corresponderían a las centrales de El Tigre y 5 de Noviembre en los primeros 5 años, y a la de El Tigre solamente en el resto del período. La mayor parte de los sobrantes estarían disponibles en bloques de potencia en horas fuera de pico, que alcanzarían un máximo de 300 MW en una hora, de 254 en 6 horas y de 167 en 12 horas. Solamente se obtendría energía de base en 1975, 1980 y 1981. (Veáse el cuadro 68.) Para utilizar la mayoría de estos excedentes se requeriría un mercado con una generación equivalente en centrales térmicas durante la estación lluviosa.

De acuerdo con el programa del sistema nacional independiente de Guatemala, y suponiendo que el lago Atitlán operaría normalmente, la generación en centrales térmicas variaría en la estación de lluvias de 214 GWh en 1975 a 518 en 1983. Con base en la sobrerregulación de dicho lago se aumentaría la capacidad del mercado guatemalteco para absorber los sobrantes salvadoreños mencionados.

El proyecto El Tigre, por su magnitud y por sus implicaciones internacionales para El Salvador y Honduras, podría constituir la base de la interconexión entre estos países. Asimismo, combinándolo con las posibilidades de sobrerregulación de los embalses de los lagos Yojoa en Honduras y Atitlán en Guatemala, podría interconectar a los tres países de la región norte del Istmo Centroamericano. Aun cuando este proyecto podría ser internacional, se ha presentado en El Salvador debido a que en este estudio se han tratado de simplificar las diversas alternativas.

El programa con Poza del Silencio con presa a elevación de 220 m.s.n.m. tendría como fin primordial reducir inversiones, y se aplicaría al caso de una interconexión con Honduras, que se llevaría a cabo con base en un flujo de excedentes de energía hidráulica de dicho país hacia El Salvador. Según las alternativas A-1 y A-2, la abundante energía que se obtendría durante la estación lluviosa del sistema combinado de estos dos países, haría innecesaria --al menos en un período inicial-- la construcción de Poza del Silencio con presa a elevación de 235 m.s.n.m. Al igual que en las alternativas A-1 y A-2 del sistema combinado El Salvador-Honduras, los excedentes de energía hidráulica en El Salvador serían mínimos. (Véase el cuadro 68.)

c) Honduras

Para este país se ha considerado un programa modificado que se basa en la instalación de 80 MW en la central de Río Lindo y en adiciones de 30 a 50 MW cada una en el proyecto El Cajón. Ambas propuestas se muestran en el cuadro 69.

La adición de potencia en Río Lindo sólo aportaría unos 60 GWh de energía adicional, pero aumentaría sustancialmente la disponibilidad de potencia para el envío de excedentes de energía hidráulica y propiciaría una mayor sobrerregulación del lago Yojoa. La disponibilidad de potencia a las horas de máxima demanda convertiría parte de la energía excedente en energía de pico, aumentando considerablemente su valor. La sobrerregulación del lago Yojoa permitiría que las centrales de Cañaverl (28.5 MW) y Río Lindo (80 MW) sustituyeran unos 350 GWh de la estación lluviosa a la estación seca.

/Esto daría

Esto daría por resultado que el mercado hondureño podría utilizar los excedentes de energía de la estación lluviosa que provinieran de otras centrales de dentro y fuera del país. Como ejemplo se citan los sobrantes de proyectos sin regulación anual como El Cajón, El Naranjito y El Tigre.

En el cuadro 70 se detallan los excedentes de energía y potencia con base en la instalación de 80 MW en Río Lindo y sobrerregulación del lago Yojoa, así como en el programa de adiciones antes mencionado. Por medio de la sobrerregulación, los excedentes se obtienen para 1972-85 casi exclusivamente durante la estación seca, y sobrepasan los 200 GWh en los años 1975-81. En cuanto a la potencia, destaca la disponibilidad de bloques de energía de base (24 horas) con potencias mayores de 25 MW en el período 1975-81. Con estos excedentes se podría enviar potencia firme equivalente a otro país.

El segundo programa modificado contempla unidades de 50 MW en el Cajón con 100 MW en una primera etapa. Este programa asegura la disponibilidad casi completa de la generación total del proyecto desde su inicio. Además se obtendrían mayores excedentes de potencia que facilitarían el envío de los sobrantes de energía disponibles y aumentarían su valor. Aun cuando en el período se aprecian excedentes de energía tanto en la estación seca como en la lluviosa, éstos son superiores en la última. Los sobrantes de potencia base en el mismo período resultan bastante similares. (Véase de nuevo el cuadro 70.)

En ambos programas la interconexión resultaría interesante con países que tengan generación térmica de base en cantidades iguales o mayores que los excedentes de energía y potencia de Honduras. Esto ocurre en mayor o menor grado en los tres países limítrofes con Honduras, que son Guatemala, El Salvador y Nicaragua. El primer programa mencionado (80 MW en Río Lindo) tendría ventajas adicionales en sistemas combinados con países que tuviesen excedentes de energía hidráulica en la estación de lluvias. Esta situación podría presentarse en El Salvador y Nicaragua de construirse en esos países los proyectos de El Tigre y Paiwas, respectivamente, según se menciona en las secciones correspondientes de este informe.

d) Nicaragua

Para el caso de Nicaragua se ha considerado un programa nacional modificado con la entrada en operación de la central hidroeléctrica Paiwas en enero de 1978. De acuerdo con un informe preliminar elaborado por la Misión, este proyecto tendría una generación anual de 1 200 GWh y contaría con regulación anual.

Si Nicaragua construyera el Proyecto Paiwas se modificarían radicalmente las características de su mercado eléctrico en relación con las posibilidades de interconexión que se han considerado en este informe. Los factores anuales y estacionales de planta del proyecto para distintas potencias serían los siguientes:

Etapa	Potencia nominal (MW)	Energía anual (GWh)	Factor de planta anual y estacional
1	50	438	100
2	100	876	100
3	200	1 254	72
4	300	1 254	48

Como se puede observar, el proyecto Paiwas operaría como planta de base en sus dos primeras etapas, y su posición en la curva de carga iría subiendo gradualmente en cada una de las etapas siguientes. Mientras el proyecto se mantenga en la base de la curva de carga no sería posible que Nicaragua utilizara los excedentes de energía hidráulica de Costa Rica que se producen especialmente en horas fuera de pico. En consecuencia, reviste singular importancia la fecha de entrada en operación de este proyecto, ya que ello determinaría el período disponible para valorizar los mencionados excedentes de Costa Rica. Cabe destacar que el informe de la Misión sobre el proyecto Paiwas, se limitó a un estudio de oficina basado en información hidrológica y topográfica preliminar, lo que condiciona los resultados del mismo.

/Con el

Con el objeto de analizar las implicaciones que este proyecto podría tener en el mercado de Nicaragua se presentan un programa de adiciones de generación en el cuadro 71 y los excedentes de energía y potencia hidráulica en el cuadro 72. Como no se han iniciado todavía los estudios básicos del proyecto Paiwas, se ha estimado 1978 como la fecha más próxima en que dicho proyecto podría entrar en operación. Los excedentes de energía se obtendrían principalmente en la estación lluviosa y equivaldrían, en promedio, a unos 150 GWh anuales en el período 1978-83. Los bloques de potencia, en la mayoría de los casos, no serían superiores a 12 horas, por lo que la energía se produciría en horas fuera de pico.

e) Costa Rica

Para Costa Rica se propone un programa modificado en el que, en 1977, se sustituiría el proyecto Pacuare por el de Arenal, seguido del de Colón que se construiría sin la presa de regulación.

Si se consideran estas modificaciones desde el punto de vista de las posibilidades de interconexión, el proyecto Arenal inicialmente aumentaría los excedentes de energía hidráulica ya que en su primera etapa (100 MW instalados y presa a elevación 520 m.s.n.m.) tendría una generación media anual similar a la de Pacuare, pero un factor de planta mayor en la estación de lluvias, lo cual contribuiría a producir mayores sobrantes en dicha estación, sobre todo si se considera que Pacuare podría tener menor generación en invierno al sobrerregular su embalse. Además, el proyecto Arenal tiene mayor significado porque su construcción acortaría considerablemente la línea de interconexión con Nicaragua. Según se muestra en los cuadros 2 y 3 del capítulo I, la inversión se reduciría de 8.6 a 5.6 millones de dólares. A más largo plazo, ampliando su potencia instalada y con un embalse de regulación de 1 400 millones de metros cúbicos, este proyecto podría compensar otros proyectos hidroeléctricos de dentro y fuera del país. (Por ejemplo, el proyecto Arenal de 200 MW y con una presa de elevación de 538 m.s.n.m. podría operar con un factor de planta de 100 por ciento en la estación seca y 50 en la estación lluviosa.)

El objetivo básico del proyecto Colón, sin presa de regulación, sería reducir la inversión, lo que convendría aún más en el caso de una interconexión que permitiera utilizar los sobrantes adicionales que se producirían por la falta de regulación en este proyecto.

En los cuadros 73 y 74 se puede apreciar que los excedentes son muy similares a los que se obtendrían en los programas nacionales y en las alternativas A-1 y A-2 del sistema combinado Nicaragua-Costa Rica, analizados anteriormente. Es decir, que se producirían grandes excedentes de energía hidráulica en horas fuera de pico. Las centrales que podrían controlar estos sobrantes antes de la entrada en operación de Arenal serían Cachí en la estación seca y Río Macho y Garita en la estación de lluvias, al operar Arenal serían Cachí y Arenal en la estación seca y Cachí, Río Macho y Arenal en la estación lluviosa.

f) Panamá

En el caso de Panamá, las modificaciones al programa nacional que se consideraron de mayor interés para los fines de interconexión son las del proyecto hidroeléctrico de Fortuna que, como se mencionó anteriormente, constituyen el punto clave para iniciar una interconexión con Costa Rica.

Según la información del documento sobre centrales hidroeléctricas,^{4/} este proyecto tendría una generación media anual de unos 700 GWh que se reducirían a unos 590 GWh de eliminarse la presa de regulación. En este último caso, los costos de generación serían más bajos. En el sistema combinado Costa Rica-Panamá --en el que este último recibiría excedentes de energía hidráulica de bajo costo-- sería conveniente considerar la construcción de Fortuna sin presa en una primera etapa a fin de disminuir las inversiones. Esta reducción que sería de unos 8 millones de dólares superaría el costo de las obras de interconexión propuestas que no llega a 6 millones.

Durante la elaboración de este estudio se han recibido datos hidrológicos más confiables obtenidos en la cercanías del sitio del proyecto Fortuna. Con base en ellos se puede concluir, en principio, que el proyecto Fortuna podría alcanzar una generación media anual del orden de 1 000 GWh en comparación

^{4/} La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. (Características de centrales hidroeléctricas) (CEPAL/REX/69/21.)

con los 700 mencionados en el párrafo anterior. Con esta generación el proyecto Fortuna podría justificar su entrada en operación al sistema nacional a la mayor brevedad posible sobre la base de sustitución de energía térmica. Adicionalmente se acreditarían al proyecto Fortuna los beneficios adicionales que traería para Panamá el adelantar la fecha de interconexión.

IV. RESULTADOS ECONOMICO-FINANCIEROS

1. Generalidades

A continuación se presentan consideraciones de tipo económico-financiero para evaluar las dos alternativas básicas de cada uno de los sistemas combinados (Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá) que se analizaron en el capítulo anterior. A estos efectos en cada caso se elaboraron cuadros comparativos de valores presentes y de flujos de caja simplificados. En estos cuadros se consideraron, por una parte, los programas de los sistemas combinados y, por la otra, la suma de los programas nacionales independientes de los dos países en estos sistemas.

Para calcular los valores presentes se utilizaron los costos anuales totales de cada programa, se seleccionó como año base, en cada caso, aquél en que se inician las interconexiones propuestas para cada sistema combinado, y se aplicó una tasa de actualización del 8 por ciento. Los costos anuales, como ya se indicó, incluyen los costos fijos y variables de operación y los costos de capital relacionados con las nuevas obras de generación-transmisión. Al utilizar los costos de capital de las inversiones para el cálculo de los valores presentes se evita tener que recurrir a períodos largos acordes con la vida útil de cada tipo de obra.

La evaluación económica de dos programas de obras se efectúa seleccionando aquél que resulte con valores presentes acumulados inferiores dentro de un período dado. Adicionalmente, el año de justificación de los programas sería aquel en que su valor presente acumulado resulte por primera vez inferior al del programa con el que se compara. En el caso de los sistemas combinados se cargó la totalidad de las inversiones en obras de interconexión en el año de su entrada en operación, en vez de sus costos de capital como se hizo para el resto de las inversiones. De esta manera se pudo establecer el año en que dichas obras se justifican, según se explicó anteriormente.

La evaluación comparativa de los flujos de caja simplificados se llevó a cabo, para cada sistema combinado, mediante el siguiente procedimiento:

/a) Se estableció

a) Se estableció la suma de los gastos variables de generación de los dos programas nacionales independientes respectivos;

b) Se obtuvo, para la alternativa A-1 la suma de los siguientes desembolsos: i) los gastos variables de los dos programas nacionales bajo las condiciones de operación correspondiente a esta alternativa; ii) los gastos fijos de las obras de interconexión, y iii) los gastos por concepto de amortización e intereses para pagar las obras de interconexión mediante un préstamo a mediano plazo, a un interés del 7 por ciento.

c) Se sumaron, para la alternativa A-2, los gastos por los mismos conceptos que en la alternativa A-1 antes mencionada, agregándoles los saldos netos por desplazamiento de inversiones y sus correspondientes gastos fijos de operación y mantenimiento. Para el cálculo del desplazamiento de las inversiones se estimó que todas las obras se llevarían a cabo con préstamos a 20 años plazo y a un interés del 6 por ciento.

d) Se restaron de los resultados del literal a) de los de b) y c) obteniéndose, según el caso, saldos positivos o negativos para cada una de las alternativas A-1 y A-2;

e) Se acumularon los saldos anteriores por un período igual al del préstamo estimado que se cita en el inciso iii) del literal b)

2. Guatemala- El Salvador

Los resultados de las comparaciones de los valores presentes y de los flujos de caja se limitaron al período 1973-79 y se detallan en los cuadros 75, 76 y 77 que se resumen a continuación:

	Valor presente a 1979 (millones de dólares)	Año en que se justificó la interconexión	Saldos de flujo de caja acumulados (Millones de dólares)	
			Total	Valor mínimo
Sistema combinado				
Alternativa A-1	75.2	1975	3.1	0.27
Alternativa A-2	74.0	1975	4.9	0.47
Sistemas nacionales independientes	78.0			

/Las cifras

Las cifras indican que ambas alternativas tienen un valor presente menor que el de los sistemas nacionales independientes, que la alternativa A-2 aventaja a la A-1 en 1.2 millones de dólares y que en ambos casos las obras de interconexión se justifican en el año 1975, o sea en tres años a partir de su construcción. En materia de flujo de caja ambas alternativas, además de cubrir el costo de las obras en un período de siete años, ahorran más de 3 millones de dólares, cifra que equivale a más del 100 por ciento del costo de las mismas. En ningún año del período considerado se producen saldos negativos.

3. El Salvador- Honduras

Los valores presentes del sistema se calculan para el período 1974-85 y los flujos de caja para el período 1974-82, A continuación se presenta un cuadro resumen que compara los valores presentes y los flujos de caja para las alternativas A-1 y A-2 que se detallan en los cuadros 78, 79 y 80.

	Valor presente a 1985 (millones de dólares)	Año en que se justifica la interconexión	Saldos de flujo de caja acumulados (millones de dólares)	
			Total	Valor mínimo
Sistema combinado				
Alternativa A-1	106.1	1980	4.0	-0.35
Alternativa A-2	107.4	1980	-1.2	-2.2
Sistemas nacionales independientes	108.3			

Las cifras anteriores indican que las alternativas A-1 y A-2 tienen valores presentes acumulados menores a los de los sistemas nacionales independientes, y que la A-1 resulta ligeramente más favorable que la A-2. En ambos casos las obras de interconexión se justifican en el año 1980, es decir siete años después de su construcción.

/En lo que

En lo que se refiere a los flujos de caja, la alternativa A-1 tiene un saldo negativo de 35 000 dólares que se produce en el primer año de operaciones, pero de allí en adelante se incrementa gradualmente hasta alcanzar un superávit de 4.0 millones de dólares al final del período. La alternativa A-2 muestra un saldo acumulado negativo de 1.2 millones de dólares en el año 1982 (final del período) y un déficit máximo de 2.2 millones, que también ocurre en el mismo año. Los valores negativos de esta alternativa, sin embargo, no tienen implicaciones sobre la justificación de la línea porque obedecen a que para esa fecha se adelanta el proyecto hidroeléctrico de Paso del Oso con una nueva inversión del orden de 45 millones. Al respecto cabe mencionar que en el año 1980 los saldos acumulados alcanzan un superávit de 1.5 millones de dólares.

4. Nicaragua-Costa Rica

En este caso los valores presentes se calcularon para el período 1973-85 y los flujos de caja para 1975-82. El resumen de los resultados que se detallan en los cuadros 81, 82 y 83 se indica a continuación:

	Valor presente a 1985 (millones de dólares)	Año en que se justifica la interconexión	SalDOS de flujo de caja acumulada (millones de dólares)	
			Total	Valor mínimo
Sistema combinado				
Alternativa A-1	82.9	1980	0.6	-1.1
Alternativa A-2	70.8	1978	10.8	0.06
Sistemas nacionales independientes				
	84.0			

De lo anterior se deduce que ambas alternativas tienen valores presentes inferiores a la combinación de los sistemas nacionales independientes, y que la alternativa A-2 supera a la A-1 en 12.1 millones de dólares. La alternativa A-1 se justifica en el año 1980 y la A-2 en 1978. Este último caso requiere cinco años que representan un sexto de la vida útil

/de las obras

de las obras de interconexión. Los flujos de caja acumulados a 1982 resultan favorables en ambos casos, pero la alternativa A-2 también aventaja a la A-1 en más de 10 millones de dólares. En 1976 se produce un déficit máximo en la alternativa A-1 por un monto de 1.1 millones que, según indica el saldo acumulado, se recupera en 1982.

5. Costa Rica-Panamá

En este sistema se calcularon los valores presentes y los flujos comparativos de caja para el período 1977-85. Los resultados se detallan en los cuadros 84, 85 y 86 y se resumen en seguida:

	Valor presente a 1985 (millones de dólares)	Año en que se justifica la interconexión	Saldo de flujo de caja acumulada (millones de dólares)	
			Total	Valor mínimo
Sistema combinado				
Alternativa A-1	175.0	1980	2.4	1.5
Alternativa A-2	172.5	1979	8.8	1.5
Sistemas nacionales independientes	178.7			

Las cifras anteriores permiten concluir que las alternativas A-1 y A-2 aventajan a los sistemas nacionales independientes en valores presentes acumulados y que la A-2 representa 2.5 millones menos que la A-1. Las obras de interconexión se justifican en 1980 para la alternativa A-1 (4 años) y en 1979 para la A-2 (3 años).

Para los flujos de caja la situación es también favorable para ambas alternativas, pero la A-2 tiene una ventaja de 6.4 millones sobre la A-1. En ningún año del período considerado se obtienen saldos negativos.

The first part of the document is a letter from the Secretary of the State, dated the 1st day of January, 1892, to the Honorable Governor, in which he informs him that the same day he received from the Honorable Governor a copy of the report of the Honorable Governor for the year 1891, and that he has the honor to acknowledge the receipt of the same.

REPORT OF THE

GOVERNOR OF THE STATE,

FOR THE YEAR 1891.

The first part of the report is a statement of the public affairs of the State during the year 1891. It is a long and detailed account of the various departments of the State, and of the progress of the different branches of the Government. It is written in a clear and concise style, and is well calculated to give the public a full and accurate knowledge of the state of the State.

The second part of the report is a statement of the public revenues and expenditures of the State during the year 1891. It is a long and detailed account of the various sources of revenue, and of the various items of expenditure. It is written in a clear and concise style, and is well calculated to give the public a full and accurate knowledge of the state of the State's finances.

The third part of the report is a statement of the public property of the State during the year 1891. It is a long and detailed account of the various items of public property, and of the progress of the different branches of the Government. It is written in a clear and concise style, and is well calculated to give the public a full and accurate knowledge of the state of the State's property.

The fourth part of the report is a statement of the public debts of the State during the year 1891. It is a long and detailed account of the various items of public debt, and of the progress of the different branches of the Government. It is written in a clear and concise style, and is well calculated to give the public a full and accurate knowledge of the state of the State's debts.

PREPARED BY THE GOVERNOR'S CLERK, J. H. BROWN, JR.

PRINTED BY THE STATE PRINTING OFFICE, ALBANY, N. Y., 1892.

I. INFORMACION BASICA DE CENTROAMERICA Y PANAMA

(1 - 3)

Cuadro 1

CENTROAMERICA Y PANAMA: COSTO ESTIMADO DE COMBUSTIBLE PARA
GENERACION EN CENTRALES TERMICAS

País y Central	Bunker C		Diesel	
	Dólares por barril <u>a/</u>	Dólares por millón de kcal	Dólares por barril <u>b/</u>	Dólares por millón de kcal
<u>Guatemala</u>				
La Laguna	2.39	1.64	3.55	2.63
Guacalate	2.10	1.44	3.39	2.50
<u>El Salvador</u>				
Acajutla	2.00	1.37	3.20	2.37
Agua Caliente	2.13	1.46	-	-
<u>Honduras</u>				
Puerto Cortés	-	-	3.20	2.37
San Pedro Sula	-	-	3.88	2.73
Tegucigalpa	-	-	4.01	2.82
<u>Nicaragua</u>				
Managua	2.25	1.54	3.28	2.31
Chinandega	-	-	3.90	2.74
León	-	-	3.71	2.61
<u>Costa Rica</u>				
Moín	2.03	1.39	-	-
Colima	2.60	1.78	-	-
San Antonio	2.60	1.78	-	-
<u>Panamá</u>				
Las Minas				
San Francisco y Ave. Sur, Panamá	1.90	1.30	3.00	2.11
Colón	1.90	1.30	3.00	2.11
Zona del Canal	1.90	1.30	3.00	2.11

a/ 42 galones, 151 kg, 1 465 000 kilocalorías.

b/ 42 galones, 135 kg, 1 420 000 kilocalorías.

Cuadro 3

CENTROAMERICA Y PANAMA: INVERSIONES Y GASTOS FIJOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN OBRAS DE INTERCONEXION, 1973-85
(Miles de dólares)

Obras	Alternativa A-1				Alternativa A-2				Otras alternativas		
	Solu- ción No. a/	Fecha de inicio de ope- ración	Inver- sión	Gastos fijos anuales de O. y M. b/	Solu- ción No. a/	Fecha de inicio de ope- ración	Inver- sión	Gastos fijos anuales de O. y M. b/	Solu- ción No. a/	Inver- sión	Gastos fijos anuales de O. y M. b/
Guatemala-El Salvador											
Línea Guacalate Acajutla (138 KV, 140 Km 1 circ. 477 MCM) y subestaciones terminales	1.1	Junio 1973	2 160	57	1.1	Junio 1973	2 160	57	1.1 ^{c/}	2 160	57
El Salvador-Honduras											
Línea Cañaveral-Poza del Silencio (138 KV, 160 km, 1 circ. 477 MCM) y subestacio- nes terminales	2.1	Dic. 1974	2 300	58	2.2	Dic. 1974	2 300	58	2.2 ^{d/}	2 300	58
Línea de refuerzo Poza del Silencio- San Salvador (138 KV)	-	-	-	-	2.2	Dic. 1974	730	6	-	730	6
Nicaragua-Costa Rica											
Línea Colima-Masaya (230 KV, 360 km, 1 circ. 795 MCM) y subestaciones termi- nales	3.4	Junio 1973	8 085	104	3.4	Junio 1973	8 085	104	-	-	-
Refuerzo Managua-Masaya (138 KV)	3.4	Junio 1973	560	5	3.4	Junio 1973	560	5	-	-	-
Línea Arenal-Masaya (230 KV; 225 km, circ. 795 MCM) y subestaciones terminales	-	-	-	-	-	-	-	-	3.5 ^{e/}	5 140	41
Refuerzo Managua-Masaya (138 KV)	-	-	-	-	-	-	-	-	3.5	485	4
Costa Rica-Panamá											
Línea Río Macho-Dolega (230 KV, 270 km, 1 circ. 795 MCM) y Subestaciones ter- minales	4.1	Junio 1977	5 610	85	4.1	Junio 1977	5 610	85	4.2 ^{f/}	5 610	85
Línea Dolega-Cáceres (230 KV, 345 km, 1 circ. 1113 MCM) y subestaciones terminales	-	-	-	-	-	-	-	-	4.2 ^{g/}	8 360	67

a/ Véase el cuadro 2.

b/ Incluye 40 000 dólares anuales para coordinación y control.

c/ Se aplica a la alternativa de interconexión con El Tigre en El Salvador y Atitlán, caída única en Guatemala.

d/ Se aplica a la interconexión con unidades de 50 MW en El Cajón en Honduras y Poza del Silencio, empresa baja, en El Salvador.

e/ Se aplica a la interconexión con Palwas en Nicaragua y Arenal en Costa Rica.

f/ Se aplica a la interconexión con Arenal en Costa Rica y Fortuna, con presa baja en Panamá.

g/ Se aplica en el caso de que la interconexión fuera anterior a la entrada en operación de Fortuna.

Quadro 2

CENTROAMERICA Y PANAMA: CARACTERISTICAS DE OBRAS DE INTERCONEXION ESTUDIADAS, 1973-85

Solución (número)	Sistema combinado y obra de interconexión	Longitud (km)	Tensión (Kv)		Regulación máxima de tensión (porcentaje)	Número de circuitos	Calibre de conductor ACSR a/ (MCM)	Compensación en serie (porcentaje)	Capacidad de transporte (Mw) ^{b/}	Condiciones de operación sin carga		Inversión (miles de dólares)			Gastos fijos anuales de operación y mantenimiento (miles de dólares) c/	
			Nominal	En el punto de recibo						Carga (MVAR)	Pérdidas (kw)	Línea e/	Subestaciones terminales d/	Refuerzo a sistemas nacionales		Total
Guatemala-El Salvador																
1.1	Acajutla-Guacalate	140	138	120	15	1	477	-	75	9.2	16.7	1 680	480	-	2 160	57
1.2	Acajutla-Guacalate	140	138	120	15	1	795	-	90	9.5	18.2	1 960	480	-	2 440	58
1.3	Acajutla-Guacalate	140	138	120	15	1	795	20	100	9.5	18.2	2 004	480	-	2 484	60
1.4	Acajutla-Guacalate	140	230	210	15	1	795	-	280	24.8	44.0	2 660	793	-	3 453	68
Honduras-El Salvador																
2.1	Cañaveral-Silencio	160	138	120	15	1	477	-	72	10.6	25.6	1 820	480	-	2 300	58
2.2	Cañaveral-Silencio	160	138	120	15	1	795	-	80	10.8	26.8	2 240	480	-	2 720	62
2.3	Cañaveral-Silencio	160	138	120	15	1	795	25	100	10.8	26.8	2 340	480	-	2 820	63
2.4	Cañaveral-Silencio	160	138	120	15	1	477	-	72	10.6	25.6	1 820	480	730 ^{f/}	3 030	64
2.5	Cañaveral-Silencio	160	138	120	15	1	795	-	80	10.8	26.8	2 240	480	730 ^{f/}	3 450	68
2.6	Cañaveral-Silencio	160	138	120	15	1	795	25	100	10.8	26.8	2 340	480	730 ^{f/}	3 550	68
Nicaragua-Costa Rica																
3.1	Barranca-Masaya	290	138	120	15	2	795	-	100	42.8	386.0	6 370	858	1 750 ^{g/}	8 978	112
3.2	Barranca-Masaya	290	138	120	15	2	795	40	120	42.8	386.0	6 474	858	1 750 ^{g/}	9 082	113
3.3	Barranca-Masaya	290	230	210	15	1	795	-	125	52.2	413.0	5 500	1 200	1 750 ^{g/}	8 450	109
3.4	Colima-Masaya	360	230	210	15	1	795	25	125	66.7	850.0	7 035	1 050	560 ^{h/}	8 645	109
3.5	Arenal-Masaya	225	230	210	15	1	795	-	150	39.6	182.0	4 275	865	485 ^{i/}	5 625	85
Panamá-Costa Rica																
4.1	Rfo Macho-Dolega	270	230	210	15	1	795	25	125	49.2	340.0	4 660	950	-	5 610	85
4.2	Rfo Macho-Dolega-Cáceres	270	230	210	15	1	795	25	125	49.2	340.0	4 660	950	8 360 ^{j/}	13 970	152

- a/ En todos los casos se ha considerado un solo conductor por fase.
- b/ Con base en un factor de potencia unitario en el punto de recibo.
- c/ Incluye el costo de la compensación en serie de la línea necesaria para la capacidad de transporte indicada.
- d/ Incluye el costo de autotransformadores y secciones de subestación necesarios para la interconexión.
- e/ Con base en 0.8 por ciento de la inversión total, más 40 000 dólares anuales para coordinación.
- f/ Línea de refuerzo y subestaciones terminales Poza del Silencio - San Salvador (138 KV, 1 circuito 636 MCM).
- g/ Línea de refuerzo y terminales Managua - Masaya en Nicaragua y Barranca-Colima en Costa Rica (138 KV, 1 circuito 795 MCM).
- h/ Línea de refuerzo y subestaciones terminales Managua - Masaya (138 KV, 1 circuito 795 MCM).
- i/ Línea de refuerzo y subestaciones terminales Managua - Masaya (138 KV, 1 circuito 336 MCM).
- j/ Línea y subestaciones terminales Dolega - Cáceres, en Panamá (230 KV, 1 circuito, 113 MCM, con compensación en serie).

II. SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES

(4 - 39)

Cuadro 4

GUATEMALA. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1970-85

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Varios	Existente	13	27	40				
Los Esclavos	Existente	13	15	52				
Jurón Marinalá	Dic. 1969	60	90	106				
Interconexión Rfo Hondo	Dic. 1969	3	7	7				
Reducción en varios	Dic. 1969	-6	-16	-21				
Total a diciembre 1969					83	20	123	184
Atitlán I	Dic. 1973	106	38	38				
Interconexión Sistema Occidente	Dic. 1973	6	9	14	195	53	170	236
Chuisibol	Dic. 1975	68	96	188				
Atitlán I (aumento con Chuisibol)	Dic. 1975	-	105	106	263	53	371	530
Atitlán 2	Dic. 1978	106	179	179				
Atitlán I (aumento con Atitlán 2)	Dic. 1978	-	36	35	369	53	586	744
Ixcán I	Dic. 1980	36	140	247	425	53	726	991
Ixcán II	Dic. 1981	40	99	173	465	53	825	1 164
Atitlán I y 2 (3a. unidad en cada una)	Dic. 1983	106	-	-	571	53	825	1 164
Chixoy I y II	Dic. 1984	52			623	53	992	1 391
Térmico								
La Laguna, vapor	Existente	30	101	101				
La Laguna, gas	Existente	12	24	24				
Varios, diesel	Existente	9	30	30				
Guacalate, gas	Existente	25	49	49				
Total a diciembre 1969					76	12.5	204	204
Guacalate 1, vapor	Dic. 1970	33	113	112	109	33	317	316
Guacalate 2, vapor	Dic. 1977	33	113	113	142	33	429	429
Guacalate 3, vapor	Dic. 1982	75	262	262	217	75	691	691

Cuadro 5

GUATEMALA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, 1972-85 (MW)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Demanda máxima	<u>154</u>	<u>173</u>	<u>206</u>	<u>232</u>	<u>260</u>	<u>290</u>	<u>324</u>	<u>360</u>	<u>402</u>	<u>449</u>	<u>501</u>	<u>559</u>	<u>626</u>	<u>703</u>
Potencia instalada	<u>192</u>	<u>192</u>	<u>304</u>	<u>304</u>	<u>372</u>	<u>372</u>	<u>405</u>	<u>511</u>	<u>511</u>	<u>567</u>	<u>607</u>	<u>682</u>	<u>788</u>	<u>840</u>
Hidro	83	83	195	195	263	263	263	369	369	425	465	465	571	623
Varios	10	10	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Los Esclavos	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Jurón Marinalá	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Atitlán			106	106	174	174	174	280	280	280	280	280	386	386
Ixcán										56	96	96	96	96
Chixoy														52
Térmico	109	109	109	109	109	109	142	142	142	142	142	217	217	217
Vapor	63	63	63	63	63	63	96	96	96	96	96	171	171	171
Gas	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Diesel	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserva	<u>38</u>	<u>19</u>	<u>98</u>	<u>72</u>	<u>112</u>	<u>82</u>	<u>81</u>	<u>151</u>	<u>109</u>	<u>118</u>	<u>106</u>	<u>123</u>	<u>162</u>	<u>137</u>
Estación lluviosa														
Demanda máxima	<u>161</u>	<u>181</u>	<u>216</u>	<u>242</u>	<u>270</u>	<u>302</u>	<u>335</u>	<u>374</u>	<u>418</u>	<u>467</u>	<u>520</u>	<u>582</u>	<u>655</u>	<u>725</u>
Potencia instalada	<u>192</u>	<u>192</u>	<u>304</u>	<u>304</u>	<u>372</u>	<u>372</u>	<u>405</u>	<u>511</u>	<u>511</u>	<u>567</u>	<u>607</u>	<u>682</u>	<u>788</u>	<u>840</u>
Hidro	83	83	195	195	263	263	263	369	369	425	465	465	571	623
Varios	10	10	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Los Esclavos	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Jurón Marinalá	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Atitlán			106	106	174	174	174	280	280	280	280	280	386	386
Ixcán										56	96	96	96	96
Chixoy														52
Térmico	109	109	109	109	109	109	142	142	142	142	142	217	217	217
Vapor	63	63	63	63	63	63	96	96	96	96	96	171	171	171
Gas	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Diesel	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserva	<u>31</u>	<u>11</u>	<u>88</u>	<u>62</u>	<u>102</u>	<u>70</u>	<u>70</u>	<u>137</u>	<u>93</u>	<u>100</u>	<u>87</u>	<u>100</u>	<u>133</u>	<u>115</u>

Quadro 6 (Conclusión)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación lluviosa														
Requerimiento total	<u>413</u>	<u>463</u>	<u>550</u>	<u>615</u>	<u>685</u>	<u>765</u>	<u>855</u>	<u>956</u>	<u>1 068</u>	<u>1 180</u>	<u>1 330</u>	<u>1 480</u>	<u>1 660</u>	<u>1 858</u>
Suministro hidro	184	184	314	338	395	475	465	679	776	857	982	1 056	999	1 197
Varios	26	26	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Los Esclavos	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Jurún Marinalá	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106
Atitlán <u>a/c/</u>			116	140	197	277	267	481	578	412	364	438	381	352
Ixcán										247	420	420	420	420
Chixoy														227
Suministro térmico	229	279	236	277	290	290	390	277	292	323	348	424	661	661
Vapor	213	213	213	213	213	213	326	277	292	323	326	424	588	588
Gas	16	66	23	64	73	73	64	-	-	-	22	-	73	73
Diesel					4	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía disponible	<u>500</u>	<u>500</u>	<u>552</u>	<u>552</u>	<u>846</u>	<u>846</u>	<u>959</u>	<u>1 173</u>	<u>1 173</u>	<u>1 420</u>	<u>1 593</u>	<u>1 855</u>	<u>1 855</u>	<u>2 082</u>
Hidro <u>c/</u>	184	184	236	236	530	530	530	744	744	991	1 164	1 164	1 164	1 391
Térmico	316	316	316	316	316	316	429	429	429	429	429	691	691	691
Vapor	213	213	213	213	213	213	326	326	326	326	326	588	588	588
Gas	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
Diesel	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Energía no utilizable	<u>87</u>	<u>37</u>	<u>80</u>	<u>39</u>	<u>26</u>	<u>26</u>	<u>39</u>	<u>152</u>	<u>137</u>	<u>106</u>	<u>81</u>	<u>267</u>	<u>30</u>	<u>30</u>
Hidro														
Térmico	87	37	80	39	26	26	39	152	137	106	81	267	30	30
Vapor								49	34	3	-	164	-	-
Gas	57	7	50	9	-	-	9	73	73	73	51	73	-	-
Diesel	30	30	30	30	26	26	30	30	30	30	30	30	30	30

a/ Incluye Chuisibel.

b/ Producción a factores de planta mayores que los asumidos para la operación normal de las unidades.

c/ El suministro supera a la disponibilidad cuando se baja el nivel del lago.

Cuadro 7

GUATEMALA: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, 1973-85
(Miles de dólares)

Concepto	Inver- sión to- tal es- timada	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total	189 728	28 896		30 416		6 831	36 261		24 316	11 871	13 200	9 482	28 455	
Generación	161 000	20 900		28 753		5 932	29 320		17 200	11 500	12 495	8 000	26 900	
Hidro	142 573	20 900		28 753			29 320		17 200	11 500		8 000	26 900	
Atitlán I	20 900	20 900a/												
Chuisibel	28 753			28 753a/										
Atitlán II	29 320						29 320a/							
Ixcán	28 700								17 200a/	11 500a/				
Atitlán I y II (3a. unidad)	8 000											8 000b/		
Chixoy	26 900												26 900b/	
Térmica	18 427					5 932					12 495			
Guacalate No. 2	5 932					5 932a/								
Guacalate No. 3	12 495										12 495b/			
Transmisión	28 728	7 996		1 663		899	6 941		7 116	371	705	1 482	1 555	
Líneas	13 118	3 355		475			3 422		5 800			66		
Atitlán I-Sistema Occidental	455	455a/												
Atitlán I-Guacalate	1 740	1 740a/												
Guacalate-Guatemala sur	1 160	1 160a/												
Chuisibel-Atitlán I	475			475a/										
Atitlán II-Atitlán I	87						87a/							
Atitlán I-Guatemala norte	2 755						2 755a/							
Guatemala sur-Guatemala norte	580						580a/							
Ixcán-Guatemala norte	5 800								5 800a/					
Atitlán II-Atitlán I	66											66b/		
Subestaciones	15 610	4 641		1 188		899	3 519		1 316	371	705	1 416	1 555	
S.E. Atitlán I	3 174	1 731a/		210a/			420a/					813b/		
S.R. Sistema Occidental	361	361a/												
S.E. Guacalate	2 389	1 340a/				398a/					705b/			
S.R. Guatemala sur	2 190	1 209a/				561a/	420a/							
S.E. Chuisibel	978			978a/										
S.E. Atitlán II	1 466						863a/					603b/		
S.R. Guatemala norte	2 236						1 816a/							
S.E. Ixcán	1 267								420a/ 896a/	371a/				
S.E. Chixoy	1 555												1 555b/	

Nota: S.E. = Subestación elevadora; S.R. = Subestación reductora.

a/ Diciembre.

b/ Noviembre.

Cuadro 9

GUATEMALA. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: COSTOS ANUALES, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Total de costos anuales</u>	<u>4 426</u>	<u>6 380</u>	<u>7 077</u>	<u>9 215</u>	<u>9 486</u>	<u>11 349</u>	<u>12 474</u>	<u>12 819</u>	<u>15 013</u>	<u>16 367</u>	<u>18 420</u>	<u>22 244</u>	<u>24 308</u>
Costos de capital	<u>205</u>	<u>2 463</u>	<u>2 676</u>	<u>5 022</u>	<u>5 073</u>	<u>5 885</u>	<u>8 705</u>	<u>8 878</u>	<u>10 862</u>	<u>11 971</u>	<u>13 083</u>	<u>14 151</u>	<u>16 146</u>
Generación	146	1 753	1 954	4 164	4 208	4 896	7 150	7 270	8 672	9 741	10 778	11 713	13 593
Hidro	146	1 753	1 954	4 164	4 164	4 369	6 623	6 743	8 145	9 029	9 141	10 076	11 956
Térmica					44	527	527	527	527	712	1 637	1 637	1 637
Transmisión	59	710	722	858	865	989	1 555	1 608	2 190	2 230	2 305	2 438	2 553
Gastos de operación y mantenimiento	<u>4 221</u>	<u>3 917</u>	<u>4 401</u>	<u>4 193</u>	<u>4 413</u>	<u>5 464</u>	<u>3 769</u>	<u>3 941</u>	<u>4 151</u>	<u>4 396</u>	<u>5 337</u>	<u>8 093</u>	<u>8 162</u>
Fijos	21	260	274	439	455	647	878	896	1 092	1 175	1 346	1 555	1 692
Variables	4 200	3 657	4 127	3 754	3 958	4 817	2 891	3 045	3 059	3 221	3 991	6 538	6 470

Cuadro 10

EL SALVADOR. SISTEMA CEL. PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1970-85

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Varios	Existente	12	5	40				
5 de Noviembre	Existente	82	129	305				
Guafoyo	Existente	15	44	7				
Total a diciembre 1969					109	21	178	352
Poza del silencio 1 y 2	Dic. 1973	126	184	318	235	63	362	670
5 de Noviembre (aumento con Poza del Silencio)	Dic.	-	86	-	235	63	448	670
Poza del Silencio 3	Dic. 1978	63	-	30	298	63	448	700
Paso del Oso	Dic. 1983	140	134	165	438	70	582	865
5 de Noviembre (aumento con Paso del Oso)	Dic. 1983	-	21	-	438	70	603	865
Poza del Silencio (aumento con Paso del Oso)	Dic. 1983	-	21	-21	438	70	624	844
Térmico								
Agua Caliente, vapor	Existente	5	16	16				
Acajutla, gas	Existente	7	13	13				
Acajutla No. 1, vapor	Existente	30	106	106				
Acajutla No. 2, vapor	Sept. 1969	33	112	112				
Total a diciembre, 1969					75	33	247	247
Acajutla No. 3, vapor	Ene. 1971	66	231	231	141	66	478	478
Acajutla No. 4, vapor	Dic. 1979	66	232	232	207	66	710	710
Acajutla No. 5, vapor	Dic. 1981	66	231	231	273	66	941	941

Cuadro 11

EL SALVADOR: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA CEL, 1972-85

(MW)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Demanda máxima	<u>167</u>	<u>184</u>	<u>202</u>	<u>222</u>	<u>244</u>	<u>269</u>	<u>295</u>	<u>325</u>	<u>358</u>	<u>394</u>	<u>433</u>	<u>476</u>	<u>524</u>	<u>576</u>
Potencia instalada	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>376</u>	<u>376</u>	<u>376</u>	<u>376</u>	<u>376</u>	<u>439</u>	<u>505</u>	<u>505</u>	<u>571</u>	<u>571</u>	<u>711</u>	<u>711</u>
Hidro	109	109	235	235	235	235	235	298	298	298	298	298	438	438
Varios	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Guajoyo	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
5 de Noviembre	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
Poza del Silencio			126	126	126	126	126	189	189	189	189	189	189	189
Paso del Oso													140	140
Térmico	141	141	141	141	141	141	141	141	207	207	273	273	273	273
Vapor	134	134	134	134	134	134	134	134	200	200	266	266	266	266
Gas	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Reserva	<u>83</u>	<u>66</u>	<u>174</u>	<u>154</u>	<u>132</u>	<u>107</u>	<u>81</u>	<u>114</u>	<u>147</u>	<u>111</u>	<u>138</u>	<u>95</u>	<u>187</u>	<u>135</u>
Estación lluviosa														
Demanda máxima	<u>175</u>	<u>192</u>	<u>211</u>	<u>232</u>	<u>256</u>	<u>281</u>	<u>310</u>	<u>340</u>	<u>375</u>	<u>413</u>	<u>454</u>	<u>499</u>	<u>549</u>	<u>604</u>
Potencia instalada	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>376</u>	<u>376</u>	<u>376</u>	<u>376</u>	<u>376</u>	<u>439</u>	<u>505</u>	<u>505</u>	<u>571</u>	<u>571</u>	<u>711</u>	<u>711</u>
Hidro	109	109	235	235	235	235	235	298	298	298	298	298	438	438
Varios	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Guajoyo	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
5 de Noviembre	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
Poza del Silencio			126	126	126	126	126	189	189	189	189	189	189	189
Paso del Oso													140	140
Térmico	141	141	141	141	141	141	141	141	207	207	273	273	273	273
Vapor	134	134	134	134	134	134	134	134	200	200	266	266	266	266
Gas	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Reserva	<u>75</u>	<u>58</u>	<u>165</u>	<u>144</u>	<u>120</u>	<u>95</u>	<u>66</u>	<u>99</u>	<u>130</u>	<u>92</u>	<u>117</u>	<u>72</u>	<u>162</u>	<u>107</u>

EL SALVADOR. SISTEMA CEL: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION, 1973-85

(Miles de dólares)

Obras	Inver- sion to- tal es- timada	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total	140 052	54 327		334		334	11 786	11 835	-	12 939		48 497		
Generación	123 869	50 200					8 700	10 077	-	10 077		44 835		
Hidro	109 735	50 200					8 700					44 835		
Poza del Silencio 1, 2 y 3	58 900	50 200 _{a/}					8 700 _{a/}							
Paso del Oso	44 835											44 835 _{a/}		
Térmica	20 154							10 077		10 077				
Acajutla 3,4 y 5 (vapor)	20 154							10 077 _{a/}		10 077 _{a/}				
Transmisión	16 169	4 127		334		334	3 086	1 704		2 862		3 662		
Líneas	6 152	1 474					1 100	704		1 320		1 554		
Poza del Silencio-S.Salv.Norte	880	880 _{a/}												
Poza del Silencio-5 de Nov. (2 circuitos)	286	286 _{a/}												
San Salvador Norte-Soyapango	220	220 _{a/}												
Soyapango-San Salvador Sur	88	88 _{a/}												
Poza del Silencio-S.Salvador Norte (3er. circuito)	660						660 _{a/}							
S.Salvador Nte.-S.Salvador Oeste	220						220 _{a/}							
S.Salvador Oeste-S.Salvador Sur	220						220 _{a/}							
Acajutla-San Salvador Sur	704							704 _{a/}						
Acajutla-San Salvador Oeste	1 320									1 320 _{a/}				
Paso del Oso-San Salvador Norte	1 320											1 320 _{a/}		
Paso del Oso-Sta. Ana	234											234 _{a/}		
Subestaciones	10 011	2 653		334		334	1 986	1 054		1 542		2 108		
S.E. Acajutla	1 384							615 _{a/}		769 _{a/}				
S.R. San Salvador Sur	774	105 _{a/}				334 _{a/}	230 _{a/}	105 _{a/}						
S.E. Poza del Silencio	2 010	1 401 _{a/}					609 _{a/}							
S.E. 5 de Noviembre	105	105 _{a/}												
S.R. San Salvador Norte	2 464	937 _{a/}		334 _{a/}			315 _{a/}			334 _{a/}		544 _{a/}		
S.R. Soyapango	105	105 _{a/}												
S.R. San Salvador Oeste	1 605						832 _{a/}	334 _{a/}		439 _{a/}				
S.E. Paso del Oso	1 459											1 459 _{a/}		
S.R. Sta. Ana	105											105 _{a/}		

Nota: S.E. = Subestación elevadora; S.R. = Subestación reductora.
a/ Diciembre.

Cuadro 15

EL SALVADOR. SISTEMA CEL: COSTOS ANUALES, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total de costos anuales	<u>2 362</u>	<u>5 329</u>	<u>5 509</u>	<u>5 830</u>	<u>6 424</u>	<u>7 137</u>	<u>8 753</u>	<u>10 625</u>	<u>11 501</u>	<u>13 558</u>	<u>14 863</u>	<u>18 629</u>	<u>19 821</u>
Costos de capital	<u>382</u>	<u>4 576</u>	<u>4 579</u>	<u>4 606</u>	<u>4 609</u>	<u>4 723</u>	<u>5 728</u>	<u>6 691</u>	<u>6 787</u>	<u>7 840</u>	<u>8 180</u>	<u>11 925</u>	<u>11 925</u>
Generación	351	4 210	4 210	4 210	4 210	4 271	5 015	5 835	5 910	6 730	7 043	10 490	10 490
Hidro	351	4 210	4 210	4 210	4 210	4 271	4 940	4 940	4 940	4 940	5 253	8 700	8 700
Térmica							75	895	970	1 790	1 790	1 790	1 790
Transmisión	31	366	369	396	399	452	713	856	877	1 110	1 137	1 435	1 435
Gastos de operación y mantenimiento	<u>1 980</u>	<u>753</u>	<u>930</u>	<u>1 224</u>	<u>1 815</u>	<u>2 414</u>	<u>3 025</u>	<u>3 934</u>	<u>4 714</u>	<u>5 718</u>	<u>6 683</u>	<u>6 704</u>	<u>7 896</u>
Fijos	22	260	260	266	266	272	366	632	651	856	879	1 137	1 137
Variables	1 958	493	670	958	1 549	2 142	2 659	3 302	4 063	4 862	5 804	5 567	6 759

Cuadro 16

HONDURAS: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1970-85

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Cañaveral	Existente	30	59	59				
Total a diciembre 1969					30	15	59	59
Rfo Lindo	Dic. 1970	40	156	157	70	20	215	216
El Cajón No. 1	Dic. 1974	30	127	128	100	30	342	344
El Cajón No. 2	Dic. 1976	30	128	127	130	30	470	471
El Cajón No. 3	Dic. 1978	30	5	135	160	30	475	606
El Cajón No. 4	Dic. 1980	30	2	52	190	30	477	658
El Cajón No. 5	Dic. 1982	30	-	-	220	30	477	658
El Naranjito	Dic. 1983	90	185	265	310	30	662	923
Térmico								
Varlos, diesel	Existente	9	20	20				
Santa Fe, Tegucigalpa, diesel	Existente	11	34	34				
Nuevo, diesel	Sept. 1969	15	51	51				
Total a diciembre 1969					35	2.5	105	105
Interconexión Zona Sur	Dic. 1971	5	17	17	40	2.5	122	122

Cuadro 17

HONDURAS: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, 1972-85

(MW)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Demanda máxima	<u>57</u>	<u>67</u>	<u>75</u>	<u>86</u>	<u>100</u>	<u>111</u>	<u>123</u>	<u>136</u>	<u>151</u>	<u>168</u>	<u>186</u>	<u>207</u>	<u>229</u>	<u>255</u>
Potencia instalada	<u>110</u>	<u>110</u>	<u>110</u>	<u>140</u>	<u>140</u>	<u>170</u>	<u>170</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>230</u>	<u>230</u>	<u>260</u>	<u>350</u>	<u>350</u>
Hidro	70	70	70	100	100	130	130	160	160	190	190	220	310	310
Cañaveral	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Río Lindo	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Cajón				30	30	60	60	90	90	120	120	150	150	150
El Naranjito													90	90
Térmico	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Diesel	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Reserva	<u>53</u>	<u>43</u>	<u>35</u>	<u>54</u>	<u>40</u>	<u>59</u>	<u>47</u>	<u>64</u>	<u>49</u>	<u>62</u>	<u>44</u>	<u>53</u>	<u>121</u>	<u>95</u>
Estación lluviosa														
Demanda máxima	<u>62</u>	<u>69</u>	<u>76</u>	<u>92</u>	<u>102</u>	<u>113</u>	<u>125</u>	<u>139</u>	<u>155</u>	<u>171</u>	<u>190</u>	<u>211</u>	<u>235</u>	<u>260</u>
Potencia instalada	<u>110</u>	<u>110</u>	<u>110</u>	<u>140</u>	<u>140</u>	<u>170</u>	<u>170</u>	<u>200</u>	<u>200</u>	<u>230</u>	<u>230</u>	<u>260</u>	<u>350</u>	<u>350</u>
Hidro	70	70	70	100	100	130	130	160	160	190	190	220	310	310
Cañaveral	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Río Lindo	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Cajón				30	30	60	60	90	90	120	120	150	150	150
El Naranjito													90	90
Térmico	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Diesel	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Reserva	<u>48</u>	<u>41</u>	<u>34</u>	<u>48</u>	<u>38</u>	<u>57</u>	<u>45</u>	<u>61</u>	<u>45</u>	<u>59</u>	<u>40</u>	<u>49</u>	<u>115</u>	<u>90</u>

Cuadro 19

HONDURAS. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	Inver- sion ta- l es- timada	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total	82 439	33 795	6 562	4 473	3 968	4 178	29 463							
Generación	73 836	32 080	3 425	3 425	3 425	28 056								
El Cajón	45 780	32 080a/	3 425a/	3 425a/	3 425a/	3 425a/	28 056a/							
El Naranjito	28 056													
Transmisión	8 603	1 715	3 137	1 048	543	753	1 407							
Líneas	3 229	550	1 964	715										
El Cajón-Rfo Lindo	550	550a/												
Cañaveral-Tegucigalpa	1 860		1 860a/											
Rfo Lindo-Cañaveral	104		104a/											
El Cajón-San Pedro Sula	715				715a/									
Subestaciones	5 374	1 165	1 173	333	543	753	1 407							
S.E. Rfo Lindo	315	210a/	105a/											
S.R. San Pedro Sula	439	334a/						105a/						
S.E. El Cajón	2 058	621a/	333a/		333a/		438a/			333a/				
S.E. Cañaveral	525		210a/							105a/		210a/		
S.R. Tegucigalpa	210		105a/							105a/				
P.I. Comayagua	630		420a/							210a/				
S.E. Naranjito	1 197											1 197a/		

Nota: S.E. = subestación elevadora; S.R. = subestación reductora; P.I. = patio de interruptores.
a/ Diciembre.

Cuadro 2c

HONDURAS. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: GASTOS FIJOS Y VARIABLES
ANUALES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO, 1973-85

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total		<u>75</u>	<u>147</u>	<u>153</u>	<u>196</u>	<u>199</u>	<u>229</u>	<u>231</u>	<u>257</u>	<u>519</u>	<u>1 061</u>	<u>480</u>	<u>768</u>
Gastos fijos		<u>12</u>	<u>147</u>	<u>151</u>	<u>196</u>	<u>199</u>	<u>229</u>	<u>231</u>	<u>257</u>	<u>260</u>	<u>303</u>	<u>480</u>	<u>480</u>
Generación		11	134	136	158	160	182	184	206	208	245	412	412
Hidro		11	134	136	158	160	182	184	206	208	245	412	412
Térmica													
Transmisión		1	13	15	38	39	47	47	51	52	58	68	68
Líneas			4	5	20	21	26	26	26	26	26	26	26
Subestaciones		1	9	10	18	18	21	21	25	26	32	42	42
Gastos variables (generación)		<u>63</u>	-	<u>2</u>	-	-	-	-	-	<u>259</u>	<u>758</u>	-	<u>288</u>
Vapor													
Gas													
Diesel		63	-	2	-	-	-	-	-	259	758	-	288

Quadro 21

HONDURAS. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: COSTOS ANUALES, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total de costos anuales		<u>312</u>	<u>2 993</u>	<u>3 044</u>	<u>3 606</u>	<u>3 641</u>	<u>4 019</u>	<u>4 049</u>	<u>4 382</u>	<u>4 674</u>	<u>5 746</u>	<u>7 438</u>	<u>7 726</u>
Costos de capital		<u>237</u>	<u>2 844</u>	<u>2 891</u>	<u>3 410</u>	<u>3 442</u>	<u>3 790</u>	<u>3 818</u>	<u>4 125</u>	<u>4 155</u>	<u>4 685</u>	<u>6 958</u>	<u>6 958</u>
Generación (hidro)		224	2 692	2 716	2 979	3 003	3 266	3 290	3 553	3 577	4 036	6 194	6 194
Transmisión		13	152	175	431	439	524	528	572	578	649	764	764
Gastos de operación y mantenimiento		<u>75</u>	<u>147</u>	<u>153</u>	<u>196</u>	<u>199</u>	<u>229</u>	<u>231</u>	<u>257</u>	<u>519</u>	<u>1 061</u>	<u>480</u>	<u>768</u>
Fijos		12	147	151	196	199	229	231	257	260	303	480	480
Variables		63	-	2	-	-	-	-	-	259	758	-	288

Cuadro 22

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1970-85

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Centroamérica	Existente	51	67	133	51	25	67	133
Santa Bárbara	Nov. 1971	50	55	145	101	25	122	278
Nicaragua	Ene. 1976	35	22	45				
Santa Bárbara (aumento con Nicaragua)	Ene. 1976	-	15	-7	136	25	159	316
Rafael Mora	Ene. 1983	30	29	58	166	25	188	374
Térmico								
Varios diesel	Existente	15	19	38				
Chinandega, gas	Existente	18	19	38				
Managua, vapor	Existente	30	74	151				
Managua, vapor (ampliación)	Dic. 1969	40	90	183				
Total a diciembre 1969					103	40	202	410
Masaya, gas	Ene. 1975	15	19	40	118	40	221	450
Managua Nueva No. 1, vapor	Ene. 1978	60	138	280				
Retiro varios, diesel	Ene. 1978	-10	-12	-24	168	60	347	706
Managua Nueva No. 2, vapor	Ene. 1980	60	138	281	228	60	485	987

Cuadro 23

NICARAGUA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, 1972-85

(MW)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Demanda máxima	<u>112</u>	<u>123</u>	<u>134</u>	<u>146</u>	<u>158</u>	<u>172</u>	<u>186</u>	<u>202</u>	<u>218</u>	<u>237</u>	<u>257</u>	<u>277</u>	<u>299</u>	<u>324</u>
Potencia instalada	<u>204</u>	<u>204</u>	<u>204</u>	<u>219</u>	<u>254</u>	<u>254</u>	<u>304</u>	<u>304</u>	<u>364</u>	<u>364</u>	<u>364</u>	<u>394</u>	<u>394</u>	<u>394</u>
Hidro	101	101	101	101	136	136	136	136	136	136	136	166	166	166
Centroamérica	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Sta. Bárbara	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Nicaragua					35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
R. Mora												30	30	30
Paivas														
Térmico	103	103	103	118	118	118	168	168	228	228	228	228	228	228
Vapor	70	70	70	70	70	70	130	130	190	190	190	190	190	190
Gas	18	18	18	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Diesel	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5
Reserva	<u>92</u>	<u>81</u>	<u>70</u>	<u>73</u>	<u>96</u>	<u>82</u>	<u>118</u>	<u>102</u>	<u>146</u>	<u>127</u>	<u>107</u>	<u>117</u>	<u>95</u>	<u>70</u>
Estación lluviosa														
Demanda máxima	<u>123</u>	<u>135</u>	<u>147</u>	<u>160</u>	<u>174</u>	<u>189</u>	<u>205</u>	<u>222</u>	<u>241</u>	<u>261</u>	<u>283</u>	<u>305</u>	<u>329</u>	<u>357</u>
Potencia instalada	<u>204</u>	<u>204</u>	<u>204</u>	<u>219</u>	<u>254</u>	<u>254</u>	<u>304</u>	<u>304</u>	<u>364</u>	<u>364</u>	<u>364</u>	<u>394</u>	<u>394</u>	<u>554</u>
Hidro	101	101	101	101	136	136	136	136	136	136	136	166	166	326
Centroamérica	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Sta. Bárbara	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Nicaragua					35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
R. Mora												30	30	30
Paivas														160
Térmico	103	103	103	118	118	118	168	168	228	228	228	228	228	228
Vapor	70	70	70	70	70	70	130	130	190	190	190	190	190	190
Gas	18	18	18	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Diesel	15	15	15	15	15	15	5	5	5	5	5	5	5	5
Reserva	<u>81</u>	<u>69</u>	<u>57</u>	<u>59</u>	<u>80</u>	<u>65</u>	<u>99</u>	<u>82</u>	<u>123</u>	<u>103</u>	<u>81</u>	<u>89</u>	<u>65</u>	<u>197</u>

Cuadro 25

NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	Inver- sión to- tal es- timada	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total	<u>53 496</u>			<u>3 208</u>	<u>17 180</u>		<u>10 802</u>		<u>9 718</u>			<u>12 588</u>		
Generación	<u>48 836</u>			<u>1 722</u>	<u>15 932</u>		<u>10 000</u>		<u>9 220</u>			<u>11 962</u>		
Hidro	<u>27 894</u>				<u>15 932</u>							<u>11 962</u>		
Nicaragua	15 932				15 932 ^{a/}									
Rafael Mora	11 962											11 962 ^{a/}		
Térmica	<u>20 942</u>			<u>1 722</u>			<u>10 000</u>		<u>9 220</u>					
Masaya (gas)	1 722			1 722 ^{a/}										
Managua Nueva 1 (vapor)	10 000						10 000 ^{a/}							
Managua Nueva 2 (vapor)	9 220								9 220 ^{a/}					
Transmisión	<u>4 660</u>			<u>1 486</u>	<u>1 248</u>		<u>802</u>		<u>498</u>			<u>626</u>		
Líneas	<u>1 040</u>			<u>1 040</u>										
Managua-León	1 040			1 040 ^{b/}										
Subestaciones	<u>3 620</u>			<u>446</u>	<u>1 248</u>		<u>802</u>		<u>498</u>			<u>626</u>		
S.R. León	105			105 ^{b/}										
S.R. Managua	565			1 138 ^{b/}	452 ^{a/}									
S.E. Masaya	228			228 ^{a/}										
S.R. Managua Nueva	802						802 ^{a/}							
S.E. Managua Nueva	498								498 ^{a/}					
S.E. Rafael Mora	626											626 ^{a/}		
S.E. Nicaragua	796				796 ^{a/}									

Nota: S.E. = subestación elevadora; S.R. = subestación reductora.

a/ Enero.

b/ Diciembre.

Cuadro 27

NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COSTOS ANUALES, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total de costos anuales	<u>1 518</u>	<u>1 878</u>	<u>2 391</u>	<u>4 113</u>	<u>4 676</u>	<u>5 964</u>	<u>6 392</u>	<u>8 652</u>	<u>9 149</u>	<u>9 665</u>	<u>11 123</u>	<u>11 753</u>	<u>12 730</u>
Costos de capital			29	1 683	1 683	2 642	2 642	4 298	4 298	4 298	5 440	5 440	5 440
Generación				1 511	1 511	2 399	2 399	3 218	3 218	3 218	4 221	4 221	4 221
Hidro				1 336	1 336	1 336	1 336	1 336	1 336	1 336	2 339	2 339	2 339
Vapor						888	888	1 707	1 707	1 707	1 707	1 707	1 707
Gas				175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
Transmisión			29	172	172	243	243	287	287	287	343	343	343
Gastos de operación y mantenimiento	<u>1 518</u>	<u>1 878</u>	<u>2 362</u>	<u>2 430</u>	<u>2 993</u>	<u>3 322</u>	<u>3 750</u>	<u>4 354</u>	<u>4 851</u>	<u>5 367</u>	<u>5 683</u>	<u>6 313</u>	<u>7 290</u>
Fijos			41	198	198	628	628	908	908	908	1 047	1 047	1 047
Variables	1 518	1 878	2 321	2 232	2 795	2 694	3 122	3 446	3 943	4 459	4 636	5 266	6 243

Cuadro 28

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1970-85

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Varios	Existentes	43	70	210				
Garita	Existentes	30	51	120				
Rfo Macho	Existentes	30	24	122				
Cachí	Existentes	64	142	380				
Total a diciembre 1969					167	32	287	832
Cachí (ampliación embalse)								
	Nov. 1970	-	35	5	167	32	322	837
Rfo Macho No. 3	Sept. 1972	30						
Rfo Macho No. 4	Nov. 1972	30	78	316	277	32	400	1 153
Pacuare No. 1	Ene. 1977	40						
Pacuare No. 2	Mayo 1977	40						
Pacuare No. 3	Sept. 1977	40	222	443	347	32	622	1 396
Rfo Macho No. 5	Dic. 1982	30	5	25	377	32	627	1 621
Colón	Dic. 1983	110	102	308	487	55	729	1 929
Térmico								
Collina, diesel	Existente	20	46	91				
San Antonio, vapor	Existente	10	30	60				
Total a diciembre 1969					30	5	76	151
Mofn No. 1, vapor	Ene. 1975	40	91	182	70	40	167	333
Mofn No. 2, vapor	Sept. 1981	40	91	182	110	40	258	515

Cuadro 29

COSTA RICA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 1972-85 (MW)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Demanda máxima	<u>199</u>	<u>216</u>	<u>231</u>	<u>254</u>	<u>268</u>	<u>285</u>	<u>303</u>	<u>322</u>	<u>348</u>	<u>370</u>	<u>394</u>	<u>416</u>	<u>443</u>	<u>483</u>
Potencia instalada	<u>197</u>	<u>257</u>	<u>257</u>	<u>297</u>	<u>297</u>	<u>337</u>	<u>417</u>	<u>417</u>	<u>417</u>	<u>417</u>	<u>457</u>	<u>487</u>	<u>597</u>	<u>597</u>
Hidro	167	227	227	227	227	267	347	347	347	347	347	377	487	487
Varios	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Garita	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Rfo Macho	30	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	120	120	120
Cachí	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Pacuare						40	120	120	120	120	120	120	120	120
Colón													110	110
Térmico	30	30	30	70	70	70	70	70	70	70	110	110	110	110
San Antonio	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Colima	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Mofn				40	40	40	40	40	40	40	80	80	80	80
Reserva	(2)	<u>41</u>	<u>26</u>	<u>43</u>	<u>29</u>	<u>52</u>	<u>114</u>	<u>95</u>	<u>69</u>	<u>47</u>	<u>63</u>	<u>69</u>	<u>154</u>	<u>114</u>
Estación lluviosa														
Demanda máxima	<u>209</u>	<u>226</u>	<u>242</u>	<u>266</u>	<u>281</u>	<u>299</u>	<u>318</u>	<u>338</u>	<u>365</u>	<u>388</u>	<u>413</u>	<u>439</u>	<u>464</u>	<u>506</u>
Potencia instalada	<u>257</u>	<u>257</u>	<u>257</u>	<u>297</u>	<u>297</u>	<u>417</u>	<u>417</u>	<u>417</u>	<u>417</u>	<u>457</u>	<u>487</u>	<u>487</u>	<u>597</u>	<u>597</u>
Hidro	227	227	227	227	227	347	347	347	347	347	377	377	487	487
Varios	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Garita	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Rfo Macho	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	120	120	120	120
Cachí	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Pacuare							120	120	120	120	120	120	120	120
Colón													110	110
Térmico	30	30	30	70	70	70	70	70	70	110	110	110	110	110
San Antonio	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Colima	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Mofn				40	40	40	40	40	40	80	80	80	80	80
Reserva	<u>48</u>	<u>31</u>	<u>15</u>	<u>31</u>	<u>16</u>	<u>118</u>	<u>99</u>	<u>79</u>	<u>52</u>	<u>69</u>	<u>74</u>	<u>48</u>	<u>133</u>	<u>91</u>

Cuadro 30

COSTA RICA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA, EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, 1972-85

(Gwh)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Requerimiento total	<u>318</u>	<u>347</u>	<u>375</u>	<u>415</u>	<u>444</u>	<u>475</u>	<u>511</u>	<u>547</u>	<u>597</u>	<u>640</u>	<u>691</u>	<u>740</u>	<u>780</u>	<u>854</u>
Suministro Hidro	309	347	374	400	400	473	511	547	571	622	622	622	729	729
Varios	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	695	70	70	70
Río Macho	22	60	78	102	102	102	102	102	102	102	102	102	107	107
Garita	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Cachí	166	166	175	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177
Pacuare						73	111	147	171	222	222	222	222	222
Colón													102	102
Suministro térmico	9	-	1	15	44	3	-	-	26	18	69	118	51	125
San Antonio, vapor	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colima, diesel	5	-	1	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín, vapor				15	44	-	-	-	26	18	69	118	51	125
Energía disponible	<u>398</u>	<u>476</u>	<u>476</u>	<u>549</u>	<u>567</u>	<u>707</u>	<u>789</u>	<u>789</u>	<u>789</u>	<u>789</u>	<u>862</u>	<u>885</u>	<u>987</u>	<u>987</u>
Hidro	322	400	400	400	400	540	622	622	622	622	622	627	729	729
Térmico	76	76	76	149	166	167	167	167	167	167	240	258	258	258
San Antonio, vapor	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Colima, diesel	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Moín, vapor				73	91	91	91	91	91	91	164	182	182	182
Energía no utilizable	<u>80</u>	<u>129</u>	<u>101</u>	<u>134</u>	<u>123</u>	<u>231</u>	<u>278</u>	<u>242</u>	<u>192</u>	<u>149</u>	<u>171</u>	<u>145</u>	<u>213</u>	<u>133</u>
Hidro	13	53	26	-	-	67	111	75	51	-	-	5	-	-
Térmico	67	76	75	134	123	164	167	167	141	149	171	140	207	133
San Antonio, vapor	26	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Colima, diesel	41	46	45	46	46	43	46	46	46	46	46	46	46	46
Moín, vapor				58	47	91	91	91	65	73	95	64	131	57

Cuadro 30 (Conclusión)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación lluviosa														
Requerimiento total	<u>683</u>	<u>743</u>	<u>804</u>	<u>888</u>	<u>950</u>	<u>1 017</u>	<u>1 091</u>	<u>1 172</u>	<u>1 277</u>	<u>1 370</u>	<u>1 468</u>	<u>1 577</u>	<u>1 674</u>	<u>1 800</u>
Hidro	679	743	798	866	912	1 017	1 091	1 172	1 269	1 349	1 373	1 488	1 674	1 746
Varios	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Rfo Macho	54	102	140	194	230	136	155	176	218	223	215	330	217	279
Garita	108	114	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Cachí	307	317	328	342	352	362	375	385	385	385	385	385	385	385
Pacuare						189	231	281	336	400	443	443	443	443
Colón													299	309
Térmico	4	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95	89	-	54
San Antonio, vapor														
Colima, diesel	4	-	6	-	5	-	-	-	8	-	-	-	-	-
Moín, vapor				22	33	-	-	-	-	21	95	89	-	54
Energía disponible	<u>1 146</u>	<u>1 304</u>	<u>1 304</u>	<u>1 450</u>	<u>1 486</u>	<u>1 929</u>	<u>1 929</u>	<u>1 929</u>	<u>1 929</u>	<u>1 929</u>	<u>2 075</u>	<u>2 136</u>	<u>2 444</u>	<u>2 444</u>
Hidro	995	1 153	1 153	1 153	1 153	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	1 621	1 929	1 929
Térmico	151	151	151	297	333	333	333	333	333	333	479	515	515	515
San Antonio, vapor	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Colima, diesel	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Moín, vapor				146	182	182	182	182	182	182	328	364	364	364
Energía no utilizable	<u>463</u>	<u>561</u>	<u>500</u>	<u>562</u>	<u>536</u>	<u>912</u>	<u>838</u>	<u>757</u>	<u>652</u>	<u>559</u>	<u>607</u>	<u>559</u>	<u>770</u>	<u>644</u>
Hidro	316	410	355	287	241	579	505	424	327	247	223	133	255	183
Térmico	147	151	145	275	295	333	333	333	325	312	384	337	515	461
San Antonio, vapor	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Colima, diesel	87	91	85	91	86	91	91	91	83	91	91	91	91	91
Moín, vapor				124	149	182	182	182	182	161	233	275	364	310

COSTA RICA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	Inver- sión to- tal es- timada	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total	103 516			9 895		42 542	1 225			7 200	2 968	39 686		
Generación	93 776			7 324		39 840	-			6 812	2 630	37 170		
Mofn No. 1 (vapor)	7 324			7 324 ^{a/}										
Pacuare No. 1 (hidro)	36 100					36 100 ^{a/}								
Pacuare No. 2 y 3 (hidro)	3 740					3 740 ^{c/}								
Mofn No. 2 (vapor)	6 812								6 812 ^{a/}					
Rfo Macho No. 5 (hidro)	2 630									2 630 ^{b/}				
Colón (hidro)	37 170											37 170 ^{b/}		
Transmisión	9 740			2 571		2 702	1 225			388	338	2 516		
Líneas	3 844			1 685		920	805					434		
Cachf-Pacuare (1)	920			920 ^{b/}										
Pacuare-Mofn	765			765 ^{b/}										
Cachf-Pacuare (2)	920					920 ^{c/}								
Rfo Macho-S.R. San José este	805						805 ^{b/}							
Colón-Garita	140												140 ^{b/}	
Colón-La Caja-Colina	294												294 ^{b/}	
Subestaciones	5 896			886		1 782	420			388	338	2 082		
S.E. Rfo Macho	548						210 ^{b/}				338 ^{b/}			
S.E. Cachf	420			210 ^{a/}		210 ^{c/}								
S.E. Mofn	1 064			676 ^{a/}						388 ^{a/}				
S.E. Pacuare	1 572					1 572 ^{d/}								
S.R. San José este	210						210 ^{b/}							
S.E. Colón	1 662												1 662 ^{b/}	
S.R. La Caja (línea Colón-San José)	210												210 ^{b/}	
S.E. Garita (ampliación)	210												210 ^{b/}	

Nota: S.E. = subestación elevadora; S.R. = subestación reductora.

- a/ Enero.
b/ Diciembre.
c/ Mayo-septiembre.
d/ Mayo-noviembre.
e/ Septiembre.

Cuadro 32

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: GASTOS FIJOS Y VARIABLES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO, 1973-85

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Total</u>		<u>43</u>	<u>517</u>	<u>738</u>	<u>520</u>	<u>559</u>	<u>568</u>	<u>741</u>	<u>849</u>	<u>1 522</u>	<u>1 760</u>	<u>1 265</u>	<u>1 844</u>
<u>Gastos fijos</u>			<u>319</u>	<u>330</u>	<u>515</u>	<u>559</u>	<u>568</u>	<u>568</u>	<u>642</u>	<u>793</u>	<u>836</u>	<u>1 036</u>	<u>1 036</u>
Generación			310	310	485	516	516	516	589	738	777	958	958
Hidro					175	206	206	206	206	208	247	428	428
Térmica			310	310	310	310	310	310	383	530	530	530	530
Transmisión			9	20	30	43	52	52	53	55	59	78	78
Líneas			2	13	17	21	26	26	26	26	26	29	29
Subestaciones			7	7	13	22	26	26	27	29	33	49	49
<u>Gastos variables</u> <u>(generación)</u>		<u>43</u>	<u>198</u>	<u>408</u>	<u>5</u>	-	-	<u>173</u>	<u>207</u>	<u>729</u>	<u>924</u>	<u>229</u>	<u>808</u>
Vapor			198	377	-	-	-	124	207	729	924	229	808
Gas													
Diesel		43	-	31	5	-	-	49	-	-	-	-	-

Cuadro 33

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COSTOS ANUALES, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Total de costos anuales</u>		<u>43</u>	<u>1 159</u>	<u>1 617</u>	<u>4 602</u>	<u>4 829</u>	<u>5 137</u>	<u>5 310</u>	<u>5 631</u>	<u>6 763</u>	<u>7 509</u>	<u>10 077</u>	<u>10 656</u>
Costos de capital			<u>742</u>	<u>879</u>	<u>4 082</u>	<u>4 270</u>	<u>4 569</u>	<u>4 569</u>	<u>4 782</u>	<u>5 241</u>	<u>5 749</u>	<u>8 812</u>	<u>8 812</u>
Generación			651	651	3 745	3 992	3 992	3 992	4 193	4 615	5 077	7 935	7 935
Hidro					3 094	3 341	3 341	3 341	3 341	3 359	3 821	6 679	6 679
Vapor			651	651	651	651	651	651	852	1 256	1 256	1 256	1 256
Transmisión			91	228	337	478	577	577	589	626	672	877	877
Gastos de operación y mantenimiento		<u>43</u>	<u>517</u>	<u>738</u>	<u>520</u>	<u>559</u>	<u>568</u>	<u>741</u>	<u>849</u>	<u>1 522</u>	<u>1 760</u>	<u>1 265</u>	<u>1 844</u>
Fijos			319	330	515	559	568	568	642	793	836	1 036	1 036
Variables		43	198	408	5	-	-	173	207	729	924	229	808

Cuadro 34

PANAMA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1970-85

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Madden	Existente	24	65	121				
Gatún	Existente	a/	9	71				
Total a diciembre 1969					24	8	74	192
Bayano	Jun. 1973	150	188	377	174	50	262	569
Fortuna No. 1	Nov. 1976	70						
Fortuna No. 2	Mayo 1977	70	233	467	314	70	495	1 036
Interconexión La Yeguada	Dic. 1977	6	9	19	320	70	504	1 055
Changuinola	Dic. 1981	150	212	394	470	75	716	1 449
Térmico								
Varios, vapor	Existente	47	105	225				
Miraflores No. 1, vapor	Existente	25	56	112				
Las Minas No. 1, vapor	Existente	25	56	115				
Las Minas No. 2, vapor	Existente	40	91	182				
Varios, gas	Existente	36	44	90				
Varios, diesel	Existente	16	31	63				
Total a diciembre 1969					189	40	383	787
Las Minas No. 3, vapor	Jul. 1971	40	91	182	229	40		
Miraflores No. 2, vapor	Jul. 1971	33	74	151	262	40	548	1 120
Retiro varios, vapor	Jun. 1973	-7	-15	-32				
Retiro varios, diesel	Jun. 1973	-2	-	-	253	40	533	1 088
Retiro varios, diesel	Jun. 1974	-14	-31	-63	239	40	502	1 025
Retiro varios, vapor	Mayo 1977	-14	-18	-38	225	40	484	987
Las Minas Nos. 4 y 5	Dic. 1978	120	269	550	345	60	753	1 537
Las Minas Nos. 6 y 7	Dic. 1983	120	269	550	465	60	1 022	2 087

a/ La disponibilidad de potencia de Gatún está sujeta a la operación del Canal. Para propósitos de este Informe se considera nula.

b/ Dos unidades portátiles de 1 Mw para emergencias.

Cuadro 35

PANAMA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, 1972-85

(MW)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Demanda máxima	<u>237</u>	<u>255</u>	<u>273</u>	<u>294</u>	<u>318</u>	<u>393</u>	<u>427</u>	<u>461</u>	<u>502</u>	<u>544</u>	<u>588</u>	<u>643</u>	<u>697</u>	<u>760</u>
Potencia instalada	<u>286</u>	<u>286</u>	<u>427</u>	<u>413</u>	<u>413</u>	<u>489</u>	<u>545</u>	<u>665</u>	<u>665</u>	<u>665</u>	<u>815</u>	<u>815</u>	<u>935</u>	<u>935</u>
Hidro	24	24	174	174	174	250	320	320	320	320	470	470	470	470
Madden	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
La Yeguada						6	6	6	6	6	6	6	6	6
Bayano			150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Fortuna						70	140	140	140	140	140	140	140	140
Changuinola										150	150	150	150	150
Térmico	262	262	253	239	239	239	225	345	345	345	345	345	465	465
Vapor	210	210	203	203	203	203	189	309	309	309	309	309	429	429
Gas	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Diesel	16	16	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva	<u>49</u>	<u>31</u>	<u>154</u>	<u>119</u>	<u>96</u>	<u>96</u>	<u>118</u>	<u>204</u>	<u>163</u>	<u>121</u>	<u>227</u>	<u>172</u>	<u>238</u>	<u>175</u>
Estación lluviosa														
Demanda máxima	<u>263</u>	<u>283</u>	<u>303</u>	<u>327</u>	<u>353</u>	<u>437</u>	<u>474</u>	<u>512</u>	<u>558</u>	<u>604</u>	<u>653</u>	<u>715</u>	<u>774</u>	<u>844</u>
Potencia instalada	<u>286</u>	<u>427</u>	<u>413</u>	<u>413</u>	<u>483</u>	<u>545</u>	<u>665</u>	<u>665</u>	<u>665</u>	<u>815</u>	<u>815</u>	<u>935</u>	<u>935</u>	<u>935</u>
Hidro	24	174	174	174	244	320	320	320	320	470	470	470	470	470
Madden	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
La Yeguada						6	6	6	6	6	6	6	6	6
Bayano		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Fortuna					70	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Changuinola										150	150	150	150	150
Térmico	262	253	239	239	239	225	345	345	345	345	345	465	465	465
Vapor	210	203	203	203	203	189	309	309	309	309	309	429	429	429
Gas	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Diesel	16	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva	<u>23</u>	<u>144</u>	<u>110</u>	<u>86</u>	<u>130</u>	<u>108</u>	<u>191</u>	<u>153</u>	<u>107</u>	<u>211</u>	<u>162</u>	<u>220</u>	<u>161</u>	<u>91</u>

Cuadro 36

PANAMA: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, 1972-85

(GWh)

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Estación seca</u>														
Requerimiento total	<u>509</u>	<u>547</u>	<u>590</u>	<u>634</u>	<u>685</u>	<u>820</u>	<u>889</u>	<u>960</u>	<u>1 042</u>	<u>1 120</u>	<u>1 192</u>	<u>1 302</u>	<u>1 412</u>	<u>1 522</u>
Suministros hidro	74	74	262	262	262	464	504	504	504	504	716	716	716	716
Madden y Gatón	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
La Yeguada						9	9	9	9	9	9	9	9	9
Bayano			188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188	188
Fortuna						202	233	233	233	233	233	233	233	233
Changuinola											212	212	212	212
Suministro térmico	435	473	328	372	423	356	385	456	538	616	476	586	696	806
Vapor	430	467	328	372	423	356	385	456	538	616	476	586	696	806
Gas	5	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel														
Energía disponible	<u>622</u>	<u>622</u>	<u>795</u>	<u>764</u>	<u>764</u>	<u>966</u>	<u>988</u>	<u>1 257</u>	<u>1 257</u>	<u>1 257</u>	<u>1 469</u>	<u>1 469</u>	<u>1 738</u>	<u>1 738</u>
Hidro	74	74	262	262	262	464	504	504	504	504	716	716	716	716
Térmico	548	548	533	502	502	502	484	753	753	753	753	753	1 022	1 022
Vapor	473	473	458	458	458	458	440	709	709	709	709	709	978	978
Gas	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Diesel	31	31	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía no utilizable	<u>113</u>	<u>75</u>	<u>205</u>	<u>130</u>	<u>79</u>	<u>146</u>	<u>99</u>	<u>297</u>	<u>215</u>	<u>137</u>	<u>277</u>	<u>167</u>	<u>326</u>	<u>216</u>
Hidro														
Térmico	113	75	205	130	79	146	99	297	215	137	277	167	326	216
Vapor	43	6	130	86	35	102	55	253	171	93	233	123	282	172
Gas	39	38	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Diesel	31	31	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

/Continúa

PANAMA, SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION, 1973-85

(Miles de dólares)

Obras	Inver- sion to- tal es- timada	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Total	200 074	47 654			53 273	3 451	22 652			59 381		19 669		
Generación	154 128	41 175			32 452	3 451	19 025			39 000		19 025		
Hidro	116 078	41 175			32 452	3 451				39 000				
Bayano	41 175	41 175 ^{a/}												
Fortuna 1	32 452				32 452 ^{b/}									
Fortuna 2	3 451					3 451 ^{c/}								
Changuinola	39 000									39 000 ^{d/}				
Térmica (vapor)	38 050						19 025					19 025		
Las Minas 4 y 5	19 025						19 025 ^{d/}							
Las Minas 6 y 7	19 025											19 025 ^{d/}		
Transmisión	45 946	6 479			20 821		3 627			14 381		638		
Líneas	25 984	2 349			12 933					10 064		638		
Las Minas-Cáceres	638											638 ^{d/}		
El Bayano-Cáceres	2 349	2 349 ^{a/}												
Fortuna-Dolega	435				435 ^{b/}									
Dolega-Panamá Oeste	19 417				11 673 ^{b/}					7 744 ^{d/}				
Panamá Oeste-Cáceres	825				825 ^{b/}									
Changuinola-Dolega	2 320									2 320 ^{d/}				
Subestaciones	19 962	4 130			7 888		3 627			4 317				
S.R. Cáceres	5 248	2 696 ^{a/}			420 ^{b/}		2 132 ^{d/}							
S.E. Las Minas	1 495						1 495 ^{d/}							
S.E. El Bayano	1 434	1 434 ^{a/}												
S.E. Fortuna	1 905				1 905 ^{b/}									
P.l. y S.R. Dolega	3 152				1 571 ^{b/}					1 581 ^{d/}				
S.E. Divisa	2 289				987 ^{b/}					1 302 ^{d/}				
S.R. Panamá Oeste	3 005				3 005 ^{b/}									
S.E. Changuinola	1 434									1 434 ^{d/}				

Nota: S.E. = Subestación elevadora; S.R. = Subestación reductora; P.l. = Patio de interruptores.

- a/ Junio.
b/ Noviembre.
c/ Mayo.
d/ Diciembre.

Cuadro 39

PANAMA. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: COSTOS ANUALES, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Total de costos anuales</u>	<u>6 717</u>	<u>8 240</u>	<u>8 766</u>	<u>9 674</u>	<u>13 541</u>	<u>14 513</u>	<u>17 612</u>	<u>18 645</u>	<u>19 950</u>	<u>23 144</u>	<u>24 542</u>	<u>27 864</u>	<u>29 294</u>
Costos de capital	<u>2 350</u>	<u>4 030</u>	<u>4 030</u>	<u>4 792</u>	<u>8 805</u>	<u>9 060</u>	<u>10 903</u>	<u>10 903</u>	<u>11 282</u>	<u>15 452</u>	<u>15 598</u>	<u>17 198</u>	<u>17 198</u>
Generación	2 015	3 455	3 455	3 909	6 381	6 609	8 157	8 157	8 430	11 429	11 570	13 118	13 118
Hidro	2 015	3 455	3 455	3 909	6 381	6 468	6 468	6 468	6 741	9 740	9 740	9 740	9 740
Térmica							141	1 689	1 689	1 689	1 830	3 378	3 378
Transmisión	335	575	575	883	2 424	2 451	2 746	2 746	2 852	4 023	4 028	4 080	4 080
Gastos de operación y mantenimiento	<u>4 367</u>	<u>4 210</u>	<u>4 736</u>	<u>4 882</u>	<u>4 736</u>	<u>5 453</u>	<u>6 709</u>	<u>7 742</u>	<u>8 668</u>	<u>7 692</u>	<u>8 944</u>	<u>10 666</u>	<u>12 096</u>
Fijos	163	282	282	338	651	730	1 369	1 399	1 428	1 745	1 803	2 450	2 450
Variables	4 204	3 928	4 454	4 544	4 085	4 723	5 340	6 343	7 240	5 947	7 141	8 216	9 646

Cuadro 40

GUATEMALA-EL SALVADOR, ALTERNATIVA A-1; REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85
(GWh)

Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Requerimientos	<u>25 667</u>	<u>962</u>	<u>1 094</u>	<u>1 219</u>	<u>1 350</u>	<u>1 493</u>	<u>1 658</u>	<u>1 838</u>	<u>2 037</u>	<u>2 256</u>	<u>2 496</u>	<u>2 774</u>	<u>3 075</u>	<u>3 415</u>
Guatemala	13 106	451	530	598	668	744	833	930	1 039	1 159	1 286	1 444	1 617	1 807
El Salvador	12 561	511	564	621	682	749	825	908	998	1 097	1 210	1 330	1 458	1 608
Suministro														
Guatemala	<u>12 627</u>	<u>451</u>	<u>427</u>	<u>495</u>	<u>613</u>	<u>671</u>	<u>760</u>	<u>930</u>	<u>1 039</u>	<u>1 159</u>	<u>1 286</u>	<u>1 444</u>	<u>1 578</u>	<u>1 774</u>
Hidro	8 210	123	213	281	399	457	434	614	713	860	1 007	933	990	1 186
Térmico (vapor)	4 417	328 ^{a/}	214	214	214	214	326	316	326	299	279	511	588	588
El Salvador	<u>13 040</u>	<u>511</u>	<u>667</u>	<u>724</u>	<u>737</u>	<u>822</u>	<u>898</u>	<u>908</u>	<u>998</u>	<u>1 097</u>	<u>1 210</u>	<u>1 330</u>	<u>1 497</u>	<u>1 641</u>
Hidro	5 906	178	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	624	624
Térmico (vapor)	7 134	333	219	276	289	374	450	460	550	649	762	882	873	1 017
Flujo de energía														
El Salvador a Guatemala (vapor)	479	-	103	103	55	73	73	-	-	-	-	-	39	33
Pot.máx. de trans. (MW)			46	46	37	37	37	-	-	-	-	-	37	37
Estación lluviosa														
Requerimientos	<u>26 104</u>	<u>979</u>	<u>1 117</u>	<u>1 238</u>	<u>1 371</u>	<u>1 519</u>	<u>1 685</u>	<u>1 868</u>	<u>2 072</u>	<u>2 266</u>	<u>2 543</u>	<u>2 817</u>	<u>3 132</u>	<u>3 477</u>
Guatemala	13 435	463	550	615	685	765	855	956	1 068	1 180	1 330	1 480	1 660	1 856
El Salvador	12 639	516	567	623	686	754	830	912	1 004	1 106	1 213	1 337	1 472	1 619
Suministro														
Guatemala	<u>12 776</u>	<u>397</u>	<u>424</u>	<u>504</u>	<u>608</u>	<u>688</u>	<u>791</u>	<u>956</u>	<u>1 068</u>	<u>1 180</u>	<u>1 308</u>	<u>1 480</u>	<u>1 587</u>	<u>1 785</u>
Hidro	8 717	184	314	338	395	475	465	679	776	857	982	1 056	999	1 197
Térmico (vapor)	4 059	213	110	166	213	213	326	277	292	323	326	424	588	588
El Salvador	<u>13 328</u>	<u>582</u>	<u>693</u>	<u>734</u>	<u>763</u>	<u>831</u>	<u>894</u>	<u>912</u>	<u>1 004</u>	<u>1 106</u>	<u>1 235</u>	<u>1 337</u>	<u>1 545</u>	<u>1 692</u>
Hidro	8 890	352	570	570	670	670	670	700	700	700	700	700	844	844
Térmico	4 438	230	23	64	93	161	224	212	304	406	535	637	701	848
Flujo de energía														
El Salvador a Guatemala (Hidro)	689	66	126	111	77	77	64	-	-	-	22	-	73	73
El Salvador a Guatemala (Hidro)	150	-	103	47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Salvador a Guatemala (vapor)	539	66	23	64	77	77	64	-	-	-	22	-	73	73
Potencia máxima de transmisión (MW)														
		37	67	67	37	37	37	-	-	-	37	-	37	37

a/ Incluye 73 GWh a gas y 30 GWh diesel.

III. SISTEMAS COMBINADOS

Guatemala-El Salvador	40 - 45
El Salvador-Honduras	46 - 52
Nicaragua-Costa Rica	53 - 59
Costa Rica-Panamá	60 - 66
Otras alternativas	67 - 74

Cuadro 41
 GUATEMALA-EL SALVADOR. ALTERNATIVA A-1: COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85
 (Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. Año de interconexión 1973													
2. Total (3+4+5) o (6+10+14)	<u>8 450</u>	<u>10 371</u>	<u>11 268</u>	<u>14 247</u>	<u>14 893</u>	<u>17 533</u>	<u>21 282</u>	<u>23 498</u>	<u>26 578</u>	<u>29 824</u>	<u>33 335</u>	<u>40 109</u>	<u>43 455</u>
3. Subtotal Guatemala (7+11+15)	3 679	4 345	4 923	7 719	7 786	9 794	12 474	12 819	15 013	16 122	18 420	20 972	23 104
4. Subtotal El Salvador (8+12+16)	2 564	5 896	6 223	6 439	7 014	7 649	8 751	10 622	11 508	13 640	14 858	19 054	20 270
5. Subtotal obras de interconexión (9+13+17)	2 207	130	122	89	95	90	57	57	57	62	57	83	81
6. Costos de capital (7+8+9)	<u>2 747</u>	<u>7 039</u>	<u>7 255</u>	<u>9 628</u>	<u>9 677</u>	<u>10 608</u>	<u>14 433</u>	<u>15 569</u>	<u>17 649</u>	<u>19 811</u>	<u>21 263</u>	<u>26 076</u>	<u>28 071</u>
7. Sistema nacional Guatemala	205	2 463	2 676	5 022	5 073	5 885	8 705	8 878	10 862	11 971	13 083	14 151	16 146
8. Sistema nacional El Salvador	382	4 576	4 579	4 606	4 604	4 723	5 728	6 691	6 787	7 840	8 180	11 925	11 925
9. Obras de interconexión	2 160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Gastos fijos de operación y mantenimiento (11+12+13)	<u>76</u>	<u>577</u>	<u>591</u>	<u>762</u>	<u>778</u>	<u>976</u>	<u>1 301</u>	<u>1 585</u>	<u>1 800</u>	<u>2 088</u>	<u>2 282</u>	<u>2 749</u>	<u>2 886</u>
11. Guatemala	<u>21</u>	<u>260</u>	<u>274</u>	<u>439</u>	<u>455</u>	<u>647</u>	<u>878</u>	<u>896</u>	<u>1 092</u>	<u>1 175</u>	<u>1 346</u>	<u>1 555</u>	<u>1 692</u>
12. El Salvador	22	260	260	266	266	272	366	632	651	856	879	1 137	1 137
13. Obras de interconexión	33	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
14. Gastos variables de operación y mantenimiento (15+16+17)	<u>5 627</u>	<u>2 755</u>	<u>3 422</u>	<u>3 858</u>	<u>4 435</u>	<u>5 949</u>	<u>5 548</u>	<u>6 344</u>	<u>7 129</u>	<u>7 925</u>	<u>9 790</u>	<u>11 284</u>	<u>12 498</u>
15. Guatemala (7+11+15)	<u>3 453</u>	<u>1 622</u>	<u>1 973</u>	<u>2 258</u>	<u>2 258</u>	<u>3 262</u>	<u>2 891</u>	<u>3 045</u>	<u>3 059</u>	<u>2 976</u>	<u>3 991</u>	<u>5 266</u>	<u>5 266</u>
16. El Salvador (8+12+16)	2 160	1 060	1 384	1 568	2 139	2 654	2 657	3 299	4 070	4 944	5 799	5 992	7 208
17. Obras de interconexión (9+13+17) (Pérdidas de transmisión)	14	73	65	32	38	33	-	-	-	5	-	26	24

Cuadro 42

GUATEMALA-EL SALVADOR. ALTERNATIVA A-2: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(MW)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca													
Demanda máxima		<u>408</u>	<u>454</u>	<u>504</u>	<u>559</u>	<u>619</u>	<u>685</u>	<u>760</u>	<u>843</u>	<u>934</u>	<u>1 035</u>	<u>11 500</u>	<u>1 279</u>
Guatemala		206	232	260	290	324	360	402	449	501	559	6 260	703
El Salvador		202	222	244	269	295	325	358	394	433	476	5 240	576
Potencia instalada		<u>680</u>	<u>680</u>	<u>748</u>	<u>748</u>	<u>748</u>	<u>917</u>	<u>983</u>	<u>1 039</u>	<u>1 145</u>	<u>1 245</u>	<u>1 438</u>	<u>1 490</u>
Guatemala		304	304	372	372	372	478	478	534	574	674	727	779
Hidro		195	195	263	263	263	369	369	425	465	465	518	570
Térmica		109	109	109	109	109	109	109	109	109	209	209	209
El Salvador		376	376	376	376	376	439	505	505	571	571	711	711
Hidro		235	235	235	235	235	298	298	298	298	298	438	438
Térmica		141	141	141	141	141	141	207	207	273	273	273	273
Reserva		<u>272</u>	<u>226</u>	<u>244</u>	<u>189</u>	<u>129</u>	<u>232</u>	<u>223</u>	<u>196</u>	<u>211</u>	<u>210</u>	<u>288</u>	<u>211</u>
Guatemala		98	72	112	82	48	118	76	85	73	115	101	76
El Salvador		174	154	132	107	81	114	147	111	138	95	187	135
Estación lluviosa													
Demanda máxima	<u>373</u>	<u>427</u>	<u>474</u>	<u>526</u>	<u>583</u>	<u>645</u>	<u>714</u>	<u>793</u>	<u>880</u>	<u>974</u>	<u>1 081</u>	<u>1 204</u>	<u>1 329</u>
Guatemala	181	216	242	270	302	335	374	418	467	520	582	655	725
El Salvador	192	211	232	256	281	310	340	375	413	454	499	549	604
Potencia instalada	<u>442</u>	<u>680</u>	<u>680</u>	<u>748</u>	<u>748</u>	<u>748</u>	<u>917</u>	<u>983</u>	<u>1 039</u>	<u>1 145</u>	<u>1 245</u>	<u>1 438</u>	<u>1 490</u>
Guatemala	192	304	304	372	372	372	478	478	534	574	674	727	779
Hidro	63	195	195	263	263	263	369	369	425	465	465	518	570
Térmica	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	209	209	209
El Salvador	250	376	376	376	376	376	439	505	505	571	571	711	711
Hidro	109	235	235	235	235	235	298	298	298	298	298	438	438
Térmica	141	141	141	141	141	141	141	207	207	273	273	273	273
Reserva	<u>69</u>	<u>253</u>	<u>206</u>	<u>222</u>	<u>165</u>	<u>103</u>	<u>203</u>	<u>190</u>	<u>159</u>	<u>171</u>	<u>164</u>	<u>234</u>	<u>161</u>
Guatemala	11	88	62	102	70	37	104	60	67	54	92	72	54
El Salvador	58	165	144	120	95	66	99	130	92	117	72	162	107

Cuadro 43

GUATEMALA- EL SALVADOR. ALTERNATIVA A-2: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(GWh)														
Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Requerimientos	25 667	962	1 094	1 219	1 350	1 493	1 658	1 838	2 037	2 256	2 496	2 774	3 075	3 415
Guatemala	13 106	451	530	598	668	744	833	930	1 039	1 159	1 286	1 444	1 617	1 807
El Salvador	12 561	511	564	621	682	749	825	908	998	1 097	1 210	1 330	1 458	1 608
Suministro														
Guatemala	12 137	451	427	495	613	671	648	828	927	1 074	1 221	1 444	1 549	1 807
Hidro	8 210	123	213	281	399	457	434	614	713	860	1 007	933	990	1 186
Térmico (vapor)	3 824	225	214	214	214	214	214	214	214	214	214	511	559	603
Térmico (gas o diesel)	103	103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Salvador	13 530	511	667	724	737	822	1 010	1 010	1 110	1 182	1 275	1 330	1 526	1 608
Hidro	5 906	178	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	624	624
Térmico (vapor)	7 624	333	219	276	289	374	562	562	662	734	827	882	902	1 002
Flujo de energía El Salvador a Guatemala (vapor)	969	-	103	103	55	73	185	102	112	85	65	-	68	18
Potencia máxima de transmisión (MW)			46	46	37	37	70	46	33	33	23	-	44	12
Estación lluviosa														
Requerimientos	26 104	979	1 117	1 238	1 371	1 519	1 685	1 868	2 072	2 286	2 543	2 817	3 132	3 477
Guatemala	13 465	463	550	615	685	765	855	956	1 068	1 180	1 330	1 480	1 660	1 858
El Salvador	12 639	516	567	623	686	754	830	912	1 004	1 106	1 213	1 337	1 472	1 619
Suministro														
Guatemala	12 239	397	424	504	608	688	678	892	989	1 070	1 195	1 480	1 558	1 756
Hidro	8 717	184	314	338	395	475	465	679	776	857	982	1 056	999	1 197
Térmico (vapor)	3 522	213	110	166	213	213	213	213	213	213	213	424	559	559
El Salvador	13 865	582	693	734	763	831	1 007	976	1 083	1 216	1 348	1 337	1 574	1 721
Hidro	8 890	352	670	670	670	670	670	700	700	700	700	700	844	844
Térmico (vapor)	4 975	230	23	64	93	161	337	276	383	516	648	637	730	877
Flujo de energía El Salvador a Guatemala (hidro)	1 226	66	126	111	77	77	177	64	79	110	135	-	102	102
El Salvador a Guatemala (vapor)	150	-	103	47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Salvador a Guatemala (vapor)	1 076	66	23	64	77	77	177	64	79	110	135	-	102	102
Potencia máxima de transmisión (MW)		37	67	67	37	37	70	33	33	33	45	-	44	44

Cuadro 44

GUATEMALA-EL SALVADOR: ALTERNATIVA A-2. MODIFICACIONES A LA ALTERNATIVA A-1 a/

	Tipo	Poten- cia (MW)	Fecha de inicio de operacio- nes	Inversión (miles de dólares)
<u>Guatemala</u>				
<u>Eliminar de</u>				
Total				<u>28 226</u>
Generación		<u>214</u>		<u>26 427</u>
Guacalate No. 2	Vapor	33	Dic. 1977	5 932
Guacalate No. 3	Vapor	75	Nov. 1982	12 495
Atitlán I y II (3o. unidad)	Hidro	106	Nov. 1983	8 000
<u>Transmisión</u>				
Líneas				<u>153</u>
Atitlán II-Atitlán I			Dic. 1978	87
Atitlán II-Atitlán I			Nov. 1983	66
Subestaciones				<u>1 646</u>
S.E. Guacalate ampliación			Dic. 1977	338
S.E. Guacalate ampliación			Nov. 1982	705
S.E. Atitlán II, ampliación			Nov. 1983	603
<u>Agregar a</u>				
Total				<u>24 367</u>
Generación		<u>153</u>		<u>23 550</u>
Guacalate No. 2	Vapor	100	Dic. 1982	18 250
Atitlán I (3o. unidad)	Hidro	53	Nov. 1983	5 300
<u>Transmisión</u>				
S.E. Guacalate, ampliación			Dic. 1982	817
<u>El Salvador</u>				
No hay cambios				
<u>Obras de interconexión</u>				
No hay cambios				
<u>a/ Véase el cuadro 7.</u>				

Cuadro 45

GUATEMALA-EL SALVADOR. ALTERNATIVA A-2: COSTOS ANUALES DEL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. Año de interconexión 1973													
2. Total (3+4+5) o (6+10+14)	<u>8 248</u>	<u>10 374</u>	<u>11 275</u>	<u>14 249</u>	<u>14 833</u>	<u>16 682</u>	<u>20 568</u>	<u>22 819</u>	<u>25 755</u>	<u>28 978</u>	<u>33 751</u>	<u>39 827</u>	<u>43 125</u>
3. Subtotal Guatemala (7+11+15)	3 679	4 345	4 924	7 720	7 724	8 052	11 093	11 284	13 464	14 590	18 836	20 414	22 714
4. Subtotal El Salvador (8+12+16)	2 362	5 896	6 226	6 440	7 014	8 462	9 377	11 451	12 206	14 296	14 858	19 316	20 329
5. Subtotal obras de interconexión (9+13+17)	2 207	133	125	89	95	168	98	84	85	92	57	97	82
6. Costos de capital (7+8+9)	<u>2 747</u>	<u>7 039</u>	<u>7 255</u>	<u>9 628</u>	<u>9 635</u>	<u>10 051</u>	<u>13 868</u>	<u>15 004</u>	<u>17 084</u>	<u>19 192</u>	<u>21 171</u>	<u>25 746</u>	<u>27 741</u>
7. Sistema Nal. Guatemala	205	2 463	2 676	5 022	5 026	5 328	8 140	8 313	10 297	11 352	12 991	13 821	15 816
8. Sistema Nal. El Salvador	382	4 576	4 579	4 606	4 609	4 723	5 728	6 691	6 787	7 840	8 180	11 925	11 925
9. Obras de interconexión	2 160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Gastos fijos de operación y mant. (11+12+13)	<u>76</u>	<u>577</u>	<u>592</u>	<u>763</u>	<u>763</u>	<u>795</u>	<u>1 118</u>	<u>1 402</u>	<u>1 617</u>	<u>1 893</u>	<u>2 356</u>	<u>2 683</u>	<u>2 820</u>
11. Guatemala	21	260	275	440	440	466	695	713	909	980	1 420	1 489	1 626
12. El Salvador	22	260	260	266	266	272	366	632	651	856	879	1 137	1 137
13. Obras de interconexión	33	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
14. Gastos variables de operación y mantenimiento (15+16+17)	<u>5 425</u>	<u>2 758</u>	<u>3 428</u>	<u>3 858</u>	<u>4 435</u>	<u>5 836</u>	<u>5 582</u>	<u>6 413</u>	<u>7 054</u>	<u>7 893</u>	<u>10 224</u>	<u>11 398</u>	<u>12 564</u>
15. Guatemala	3 453	1 622	1 973	2 258	2 258	2 258	2 258	2 258	2 258	2 258	4 425	5 104	5 272
16. El Salvador	1 958	1 060	1 387	1 568	2 139	3 467	3 283	4 128	4 768	5 600	5 799	6 254	7 267
17. Obras de interconexión (Pérdidas de transmisión)	14	76	68	32	38	111	41	27	28	35	-	40	25

Cuadro 46

EL SALVADOR-HONDURAS: ALTERNATIVA A-1: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85
(GWh)

Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Requerimientos	17 718	697	769	863	953	1 049	1 158	1 277	1 408	1 552	1 716	1 892	2 082	2 302
El Salvador	12 561	511	564	621	682	749	825	908	998	1 097	1 210	1 330	1 458	1 608
Honduras	5 157	186	205	242	271	300	333	369	410	455	506	562	624	694
Suministro														
El Salvador	11 852	511	564	521	611	579	688	802	933	1 075	1 210	1 330	1 420	1 608
Hidro	5 906	178	448	448	448	448	448	448	448	448	448	448	624	624
Térmico	5 946	333	116	73	163	131	240	354	485	627	762	882	796	984
Honduras	5 866	186	205	342	342	470	470	475	475	477	506	562	662	694
Hidro	5 719	186	204	342	342	470	470	475	475	477	477	477	662	662
Térmico	147	-	1	-	-	-	-	-	-	-	29	85	-	32
Flujo de energía Honduras a El Salvador	710	-	-	100	71	170	137	106	65	23	-	-	38	-
Potencia máxima de transmisión (MW)				38	32	56	48	42	31	13	-	-	27	-
Estación lluviosa														
Requerimientos	18 247	717	789	889	981	1 080	1 193	1 315	1 451	1 602	1 763	1 947	2 149	2 371
El Salvador	12 639	516	567	623	686	754	830	912	1 004	1 106	1 213	1 337	1 472	1 619
Honduras	5 608	201	222	266	295	326	363	403	447	496	550	610	677	752
Suministro														
El Salvador	11 363	516	567	623	670	696	723	710	846	944	1 105	1 289	1 226	1 448
Hidro	8 736	352	567	623	670	670	670	698	700	700	700	700	843	843
Térmico	2 627	164	-	-	-	26	53	12	146	244	405	589	383	605
Honduras	6 884	201	222	266	311	384	470	605	605	658	658	658	923	923
Hidro	6 877	201	216	266	310	384	470	605	605	658	658	658	923	923
Térmico	7	-	6	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de energía Honduras a El Salvador	1 276	-	-	-	16	58	107	202	158	162	108	48	246	171
Potencia máxima de transmisión (MW)					5	13	24	55	43	39	28	12	56	39

Cuadro 47

EL SALVADOR-HONDURAS: ALTERNATIVA A-1: COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. Año de interconexión 1974													
2. Total (3+4+5) o (6+10+14)	<u>2 362</u>	<u>7 946</u>	<u>8 213</u>	<u>9 166</u>	<u>9 263</u>	<u>9 845</u>	<u>11 547</u>	<u>13 776</u>	<u>15 167</u>	<u>17 730</u>	<u>20 315</u>	<u>24 941</u>	<u>26 696</u>
3. Subtotal El Salvador (7+11+15)	2 362	5 329	5 153	5 473	5 570	6 119	7 423	9 642	10 704	12 968	14 451	17 393	18 866
4. Subtotal Honduras (8+12+16)		312	2 991	3 044	3 606	3 641	4 019	4 049	4 382	4 694	5 804	7 438	7 748
5. Subtotal obras de interconexión (9+13+17)		2 305	69	64	87	85	105	85	81	68	60	110	82
6. Costos de capital (7+8+9)	<u>382</u>	<u>7 113</u>	<u>7 623</u>	<u>7 497</u>	<u>8 019</u>	<u>8 169</u>	<u>9 518</u>	<u>10 509</u>	<u>10 912</u>	<u>11 995</u>	<u>12 865</u>	<u>18 883</u>	<u>18 883</u>
7. Sistema Nal. El Salvador	382	4 576	4 579	4 606	4 609	4 723	5 728	6 691	6 787	7 840	8 180	11 925	11 925
8. Sistema Nal. Honduras		237	2 844	2 891	3 410	3 442	3 790	3 818	4 125	4 155	4 685	6 958	6 958
9. Obras de interconexión		2 300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Gastos fijos de opera- ción y mant. (11+12+13)	<u>22</u>	<u>277</u>	<u>465</u>	<u>475</u>	<u>520</u>	<u>529</u>	<u>653</u>	<u>921</u>	<u>966</u>	<u>1 174</u>	<u>1 240</u>	<u>1 675</u>	<u>1 675</u>
11. El Salvador	22	260	260	266	266	272	366	632	651	856	879	1 137	1 137
12. Honduras		12	147	151	196	199	229	231	257	260	303	480	480
13. Obras de interconexión		5	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
14. Gastos variables de ope- ración y mant. (15+16+17)	<u>1 958</u>	<u>556</u>	<u>325</u>	<u>609</u>	<u>724</u>	<u>1 151</u>	<u>1 376</u>	<u>2 346</u>	<u>3 289</u>	<u>4 561</u>	<u>6 210</u>	<u>4 383</u>	<u>6 138</u>
15. El Salvador	1 958	493	314	601	695	1 124	1 329	2 319	3 266	4 272	5 392	4 331	5 804
16. Honduras		63	-	2	-	-	-	-	-	279	816	-	310
17. Obras de interconexión (pérdidas de trans- misión)			11	6	29	27	47	27	23	10	2	52	24

Cuadro 48

EL SALVADOR-HONDURAS: ALTERNATIVA A-2. PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1973-85

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (Mw)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (Mw)	Unidad mayor instalada (Mw)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
El Salvador								
Hidro								
Total a diciembre 1972					109	21	178	352
Poza del Silencio 1 y 2	Dic. 1973	126	184	318				
5 de Nov. (aumento con Poza del Silencio)	Dic. 1973	-	86	-	235	63	448	670
Paso del Oso	Dic. 1981	140	134	165				
5 de Nov. (aumento con Paso del Oso)	Dic. 1981	-	21	-				
Poza del Silencio (aumento con Paso del Oso)	Dic. 1981	-	21	21	375	70	624	814
Térmico								
Total a diciembre 1972					141	66	478	478
Acajutla	Dic. 1979	100	345	345	241	100	823	823
Gas	Dic. 1984	33	64	64	274	100	887	887
Honduras								
Hidro								
Total a diciembre 1972					70	20	241 ^{a/}	190 ^{a/}
El Cajón 1 y 2	Dic. 1974	60	255	255	130	30	496	445
El Cajón 3	Dic. 1976	30	5	135	160	30	501	580
El Cajón 4 y 5	Dic. 1980	60	2	53	220	30	503	633
El Naranjito	Dic. 1983	90	185	265	310	30	688	898
Térmico								
Total a diciembre 1972					40	2.5	122	122

^{a/} Con sobrerregulación en Cañaveral y Río Lindo.

Cuadro 49

EL SALVADOR-HONDURAS. ALTERNATIVA A-2: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85^{a/b/}
(MW)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca													
Demanda máxima	<u>251</u>	<u>277</u>	<u>308</u>	<u>344</u>	<u>380</u>	<u>418</u>	<u>461</u>	<u>509</u>	<u>562</u>	<u>619</u>	<u>683</u>	<u>753</u>	<u>831</u>
El Salvador	<u>184</u>	<u>202</u>	<u>222</u>	<u>244</u>	<u>269</u>	<u>295</u>	<u>325</u>	<u>358</u>	<u>394</u>	<u>433</u>	<u>476</u>	<u>524</u>	<u>576</u>
Honduras	67	75	86	100	111	123	136	151	168	186	207	229	255
Potencia instalada	<u>360</u>	<u>486</u>	<u>546</u>	<u>546</u>	<u>576</u>	<u>576</u>	<u>576</u>	<u>676</u>	<u>736</u>	<u>876</u>	<u>876</u>	<u>966</u>	<u>999</u>
El Salvador	250	376	376	376	376	376	376	476	476	616	616	616	649
Hidro	109	235	235	235	235	235	235	235	235	375	375	375	375
Térmica	141	141	141	141	141	141	141	241	241	241	241	241	274
Honduras	110	110	170	170	200	200	200	200	260	260	260	350	350
Hidro	70	70	130	130	160	160	160	160	220	220	220	310	310
Térmica	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Reserva	<u>109</u>	<u>209</u>	<u>238</u>	<u>202</u>	<u>196</u>	<u>158</u>	<u>115</u>	<u>167</u>	<u>174</u>	<u>257</u>	<u>193</u>	<u>213</u>	<u>168</u>
El Salvador	<u>66</u>	<u>174</u>	<u>154</u>	<u>132</u>	<u>107</u>	<u>81</u>	<u>51</u>	<u>118</u>	<u>82</u>	<u>183</u>	<u>140</u>	<u>92</u>	<u>73</u>
Honduras	43	35	84	70	89	77	64	49	92	74	53	121	95
Estación lluviosa													
Demanda máxima	<u>261</u>	<u>287</u>	<u>324</u>	<u>358</u>	<u>394</u>	<u>435</u>	<u>479</u>	<u>530</u>	<u>584</u>	<u>644</u>	<u>710</u>	<u>784</u>	<u>864</u>
El Salvador	<u>192</u>	<u>211</u>	<u>232</u>	<u>256</u>	<u>281</u>	<u>310</u>	<u>340</u>	<u>375</u>	<u>413</u>	<u>454</u>	<u>499</u>	<u>549</u>	<u>604</u>
Honduras	69	76	92	102	113	125	139	155	171	190	211	235	260
Potencia instalada	<u>360</u>	<u>486</u>	<u>546</u>	<u>546</u>	<u>576</u>	<u>576</u>	<u>576</u>	<u>676</u>	<u>736</u>	<u>876</u>	<u>876</u>	<u>966</u>	<u>999</u>
El Salvador	250	376	376	376	376	376	376	476	476	616	616	616	649
Hidro	109	235	235	235	235	235	235	235	235	375	375	375	375
Térmica	141	141	141	141	141	141	141	241	241	241	241	241	274
Honduras	110	110	170	170	200	200	200	200	260	260	260	350	350
Hidro	70	70	130	130	160	160	160	160	220	220	220	310	310
Térmica	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Reserva	<u>99</u>	<u>199</u>	<u>222</u>	<u>188</u>	<u>182</u>	<u>141</u>	<u>97</u>	<u>146</u>	<u>152</u>	<u>232</u>	<u>166</u>	<u>182</u>	<u>135</u>
El Salvador	<u>58</u>	<u>165</u>	<u>144</u>	<u>120</u>	<u>95</u>	<u>66</u>	<u>36</u>	<u>101</u>	<u>63</u>	<u>162</u>	<u>117</u>	<u>67</u>	<u>45</u>
Honduras	41	34	78	68	87	75	61	45	89	70	49	115	90

a/ La interconexión comienza en diciembre de 1974.

b/ Los periodos anuales cubren de diciembre del año anterior a noviembre indicado.

Cuadro 50

EL SALVADOR-HONDURAS: ALTERNATIVA A-2: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA COMBINADO 1973-85^{a/b/}
(GWh)

Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Requerimientos	17 718	697	769	863	953	1 049	1 158	1 277	1 408	1 552	1 716	1 892	2 082	2 302
El Salvador	12 561	511	564	621	682	749	825	908	998	1 097	1 210	1 330	1 458	1 608
Honduras	5 157	186	205	242	271	300	333	369	410	455	506	562	624	694
Suministro														
El Salvador	11 459	511	564	448	457	548	657	776	907	1 049	1 210	1 330	1 394	1 608
Hidro	6 258	178	448	448	448	448	448	448	448	448	624	624	624	624
Térmico (vapor)	5 108	333	116	-	-	100	209	328	459	601	586	706	770	900
Térmico (gas)	93	-	-	-	9	-	-	-	-	-	-	-	-	84
Honduras	6 259	186	205	415	496	501	501	501	501	503	506	562	688	694
Hidro	6 190	186	204	415	496	501	501	501	501	503	503	503	688	688
Térmico (diesel)	69	-	1	-	-	-	-	-	-	-	3	59	-	6
Flujo de energía Honduras a El Salvador	1 102	-	-	173	225	201	168	132	91	48	-	-	64	-
Potencia máxima de transmisión (MW)				60	60	60	60	45	40	20	-	-	30	-
Estación lluviosa														
Requerimientos	18 247	717	789	889	981	1 080	1 193	1 315	1 451	1 602	1 763	1 947	2 149	2 371
El Salvador	12 639	516	567	623	686	754	830	912	1 004	1 106	1 213	1 337	1 472	1 619
Honduras	5 608	201	222	266	295	326	363	403	447	496	550	610	677	752
Suministro														
El Salvador	11 436	516	567	623	670	670	670	730	861	961	1 130	1 314	1 251	1 473
Hidro	8 818	352	567	623	670	670	670	670	670	670	814	814	814	814
Térmico (vapor)	2 618	164	-	-	-	-	-	60	191	291	316	500	437	659
Honduras	6 811	201	222	266	311	410	523	585	590	641	633	633	898	898
Hidro	6 768	201	216	266	310	410	510	580	580	633	633	633	898	898
Térmico	43	-	6	-	1	-	13	5	10	8	-	-	-	-
Flujo de energía Honduras a el Salvador	1 203	-	-	-	16	84	160	182	143	145	83	23	221	146
Potencia máxima de transmisión (MW)					5	40	60	60	50	50	40	15	60	50

a/ La interconexión comienza en diciembre de 1974.

b/ Los períodos anuales cubren de diciembre del año anterior a noviembre del año indicado.

Cuadro 51

EL SALVADOR-HONDURAS. ALTERNATIVA A-2: MODIFICACIONES A LA ALTERNATIVA A-1

	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de inicio de operaciones	Inversión (miles de dólares)
<u>El Salvador</u>				
<u>Eliminar de</u>				
Total				<u>82 078</u>
Generación		<u>335</u>		<u>73 689</u>
Poza del Silencio 3	Hidro	63	Dic. 1978	8 700
Acajutla 4	Vapor	66	Dic. 1979	10 077
Acajutla 5	Vapor	66	Dic. 1981	10 077
Paso del Oso	Hidro	140	Dic. 1983	44 835
<u>Transmisión</u>				
Líneas				<u>3 534</u>
Poza del Silencio-San Salvador Norte			Dic. 1978	660
Acajutla-San Salvador Oeste			Dic. 1981	1 320
Paso del Oso-San Salvador Norte			Dic. 1983	1 320
Paso del Oso-Santa Ana			Dic. 1983	234
Subestaciones				<u>4 855</u>
S.E. Poza del Silencio			Dic. 1978	609
S.R. San Salvador Norte			Dic. 1978	315
S.E. Acajutla			Dic. 1979	615
S.E. Acajutla			Dic. 1981	769
S.R. San Salvador Oeste			Dic. 1981	439
S.E. Paso del Oso			Dic. 1983	1 459
S.R. Santa Ana			Dic. 1983	105
S.R. San Salvador Norte			Dic. 1983	544
<u>Agregar a</u>				
Total				<u>71 418</u>
Generación		<u>273</u>		<u>64 430</u>
Acajutla 4	Vapor	100	Dic. 1979	15 800
Acajutla	Gas	33	Dic. 1984	3 795
Paso del Oso	Hidro	140	Dic. 1981	44 835
<u>Transmisión</u>				
Líneas				<u>2 874</u>
Acajutla-San Salvador Oeste			Dic. 1979	1 320
Paso del Oso-San Salvador norte			Dic. 1981	1 320
Paso del Oso-Santa Ana			Dic. 1981	234
Subestaciones				<u>4 114</u>
S.R. San Salvador Norte			Dic. 1978	210
S.E. Acajutla a/			Dic. 1979	951
S.R. San Salvador Oeste a/			Dic. 1979	105
S.R. San Salvador Oeste a/			Dic. 1981	334
S.E. Unidad Gas Acajutla			Dic. 1984	406
S.E. Paso del Oso			Dic. 1981	1 459
S.R. Santa Ana			Dic. 1981	105
S.R. San Salvador Norte			Dic. 1981	544

/(Continúa)

Cuadro 51 (Conclusión)

Tipo	Potencia (MW)	Fecha de inicio de operaciones		Inversión (miles de dólares)
		Alterna- tiva A-1	Alterna- tiva A-2	
<u>Honduras</u>				
Total				<u>11 274</u>
Generación	<u>90</u>			<u>10 275</u>
El Cajón No. 2	Hidro 30	Dic. 1976	Dic. 1974	3 425
El Cajón No. 3	Hidro 30	Dic. 1978	Dic. 1976	3 425
El Cajón No. 5	Hidro 30	Dic. 1982	Dic. 1980	3 425
Transmisión				
Subestaciones				<u>999</u>
S.E. El Cajón		Dic. 1976	Dic. 1974	333
S.E. El Cajón		Dic. 1978	Dic. 1976	333
S.E. El Cajón		Dic. 1982	Dic. 1980	333
<u>Obras de Interconexión</u>				
<u>Agregar a</u>				
Refuerzo nacional El Salvador			Dic. 1974	730

Nota: Véanse los cuadros 13 y 19.

Cuadro 52

EL SALVADOR-HONDURAS. ALTERNATIVA A-2: COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. Año de interconexión 1974													
2. Total (3+4+5) o (6+10+14)	<u>2 362</u>	<u>8 704</u>	<u>8 262</u>	<u>8 436</u>	<u>9 359</u>	<u>9 995</u>	<u>10 957</u>	<u>14 002</u>	<u>15 822</u>	<u>19 899</u>	<u>21 338</u>	<u>23 528</u>	<u>26 618</u>
3. Subtotal El Salvador (7+11+15)	2 362	5 328	4 840	4 943	5 305	5 812	6 784	9 736	10 924	15 052	15 585	15 896	18 713
4. Subtotal Honduras (8+12+16)		341	3 333	3 393	3 948	4 070	4 062	4 167	4 796	4 771	5 686	7 526	7 820
5. Subtotal obras de interconexión (9+13+17)		3 035	89	100	106	113	111	99	102	76	67	106	85
6. Costos de capital (7+8+9)	<u>382</u>	<u>7 870</u>	<u>7 739</u>	<u>7 813</u>	<u>8 335</u>	<u>8 380</u>	<u>8 721</u>	<u>10 349</u>	<u>11 295</u>	<u>15 145</u>	<u>15 527</u>	<u>17 738</u>	<u>18 333</u>
7. Sistema Nacional El Salvador	382	4 577	4 580	4 607	4 610	4 650	4 932	6 506	6 854	10 687	10 687	10 719	11 074
8. Sistema Nacional Honduras		263	3 159	3 206	3 725	3 730	3 789	3 843	4 441	4 458	4 860	7 019	7 259
9. Obras interconexión		3 030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Gastos fijos de operación y mantenimiento (11+12+13)	22	280	498	505	550	555	607	986	1 060	1 328	1 361	1 553	1 609
11. El Salvador	<u>22</u>	<u>260</u>	<u>260</u>	<u>263</u>	<u>263</u>	<u>267</u>	<u>314</u>	<u>688</u>	<u>712</u>	<u>978</u>	<u>978</u>	<u>982</u>	<u>1 038</u>
12. Honduras		15	174	178	223	224	229	234	284	286	319	507	507
13. Obras de interconexión		5	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
14. Gastos variables de operación y mantenim. (15+16+17)	<u>1 958</u>	<u>554</u>	<u>25</u>	<u>118</u>	<u>474</u>	<u>1 060</u>	<u>1 629</u>	<u>2 667</u>	<u>3 467</u>	<u>3 426</u>	<u>4 450</u>	<u>4 237</u>	<u>6 676</u>
15. El Salvador	<u>1 958</u>	<u>491</u>	-	<u>73</u>	<u>432</u>	<u>895</u>	<u>1 538</u>	<u>2 542</u>	<u>3 358</u>	<u>3 387</u>	<u>3 920</u>	<u>4 195</u>	<u>6 601</u>
16. Honduras		63	-	9	-	116	44	90	71	27	527	-	54
17. Obras de interconexión (Pérdidas de transmisión)			25	36	42	49	47	35	38	12	3	42	21

Cuadro 53

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-1: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(Gwh)

Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Requerimientos	13 006	597	647	712	768	826	890	962	1 043	1 124	1 217	1 308	1 394	1 518
Nicaragua	5 589	250	272	297	324	350	379	415	446	484	526	568	614	664
Costa Rica	7 417	347	375	415	444	476	511	547	597	640	691	740	780	854
Suministro														
Nicaragua	5 311	250	247	297	324	308	268	340	421	484	526	568	614	664
Hidro	2 043	122	122	122	159	159	159	159	159	159	159	188	188	188
Térmico	3 268	128	125	175	165	149	109	181	262	325	367	380	426	476
Costa Rica	7 695	347	400	415	444	518	622	622	622	640	691	740	780	854
Hidro	7 268	347	400	400	400	514	622	622	622	622	622	627	735	735
Térmico	427	-	-	15	44	4	-	-	-	18	69	113	45	119
Flujo de energía														
Costa Rica-Nicaragua	278	-	25	-	-	42	111	75	25	-	-	-	-	-
Potencia máxima de transmisión (MW)			27	-	-	30	70	45	15	-	-	-	-	-
Estación lluviosa														
Requerimientos	26 191	1 207	1 310	1 439	1 549	1 668	1 794	1 934	2 105	2 270	2 442	2 631	2 812	3 030
Nicaragua	10 360	464	506	551	599	651	703	762	828	900	974	1 054	1 138	1 230
Costa Rica	15 831	743	804	888	950	1 017	1 091	1 172	1 277	1 370	1 468	1 577	1 674	1 800
Suministro														
Nicaragua	7 192	272	272	284	366	316	316	338	509	674	851	1 014	881	1 099
Hidro	4 146	272	272	272	316	316	316	316	316	316	312	374	374	374
Térmico	3 046	-	-	12	50	-	-	22	193	358	539	640	507	725
Costa Rica	18 999	935	1 038	1 155	1 183	1 352	1 478	1 596	1 596	1 596	1 591	1 617	1 931	1 931
Hidro	18 956	935	1 038	1 142	1 153	1 352	1 478	1 596	1 596	1 596	1 591	1 617	1 931	1 931
Térmico	43	-	-	13	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de energía Costa Rica a Nicaragua	3 168	192	234	267	233	335	387	424	319	226	123	40	257	131
Potencia máxima de transmisión (MW)		76	80	80	80	80	84	89	89	86	56	27	100	86

Cuadro 54

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-1: COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. Año de interconexión 1973													
2. Total (3+4+5) o (6+10+14)	<u>9 356</u>	<u>753</u>	<u>2 624</u>	<u>4 789</u>	<u>7 426</u>	<u>8 789</u>	<u>9 578</u>	<u>12 772</u>	<u>13 994</u>	<u>15 556</u>	<u>18 296</u>	<u>20 866</u>	<u>22 838</u>
3. Subtotal Nicaragua (7+11+15)	619	604	1 233	3 020	2 626	3 749	4 224	7 418	8 321	9 099	11 100	10 582	12 344
4. Subtotal Costa Rica (8+12+16)			1 232	1 606	4 621	4 829	5 137	5 137	5 524	6 331	7 085	10 123	10 368
5. Subtotal obras de interconexión (9+13+17)	<u>8 737</u>	<u>149</u>	<u>159</u>	<u>163</u>	<u>179</u>	<u>211</u>	<u>217</u>	<u>181</u>	<u>149</u>	<u>126</u>	<u>111</u>	<u>161</u>	<u>126</u>
6. Costos de capital (7+8+9)	<u>8 645</u>	<u>-</u>	<u>771</u>	<u>2 562</u>	<u>5 765</u>	<u>6 912</u>	<u>7 211</u>	<u>8 867</u>	<u>9 080</u>	<u>9 539</u>	<u>11 189</u>	<u>14 252</u>	<u>14 252</u>
7. Sistema Nacional Nicaragua			29	1 683	1 683	2 642	2 642	4 298	4 298	4 298	5 440	5 440	5 440
8. Sistema Nacional Costa Rica			742	879	4 082	4 270	4 569	4 569	4 782	5 241	5 749	8 812	8 812
9. Obras de intercon.	8 645	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Gastos fijos de operación y mantenim. (11+12+13)	<u>64</u>	<u>109</u>	<u>469</u>	<u>637</u>	<u>822</u>	<u>1 296</u>	<u>1 305</u>	<u>1 585</u>	<u>1 659</u>	<u>1 810</u>	<u>1 992</u>	<u>2 192</u>	<u>2 192</u>
11. Nicaragua			41	198	198	628	628	908	908	908	1 047	1 047	1 047
12. Costa Rica			319	330	515	559	568	568	642	793	836	1 036	1 036
13. Obras de interconex.	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
14. Gastos variables de operación y mant. (15+16+17)	<u>647</u>	<u>644</u>	<u>1 384</u>	<u>1 590</u>	<u>839</u>	<u>581</u>	<u>1 062</u>	<u>2 284</u>	<u>3 255</u>	<u>4 207</u>	<u>5 115</u>	<u>4 422</u>	<u>6 394</u>
15. Nicaragua	619	604	1 163	1 139	745	479	954	2 212	3 115	3 893	4 613	4 095	5 857
16. Costa Rica			171	397	24	-	-	-	100	297	500	275	520
17. Obras de interconex. (Pérd. de Trans.)	28	40	50	54	70	102	108	72	40	17	2	52	17

Cuadro 55

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-2. PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Nicaragua								
Hidro a/								
Total a diciembre de 1972 b/					101	25	257	143
Nicaragua	Dic. 1975	35	51	16	136	25	308	159
Santa Bárbara (aumentado con Nicaragua)	Dic. 1975	-	35	-27	136	25	343	132
Rafael Mora	Dic. 1982	30	83	4	166	25	426	136
Térmico								
Total a Diciembre de 1972					103	40	202	410
Masaya, gas	Dic. 1977	15	19	40	118	40	221	450
Retiro varios, diesel	Dic. 1977	-10	-12	-24	108	40	209	426
Managua Nueva, vapor	Ene. 1980	60	138	280	168	60	347	706
Managua Nueva, vapor	Ene. 1983	60	138	280	228	60	485	987
Costa Rica								
Hidro								
Total a Diciembre de 1972 b/					227	32	400	1 153
Pacuare a/	Dic. 1977	120	275	390	347	40	675	1 543
Rfo Macho 5	Dic. 1982	30	5	25	377	40	680	1 568
Colón	Feb. 1984	110	102	308	487	55	782	1 876
Térmico								
Total a Diciembre de 1972 b/					30	5	76	151
Moín 1, vapor	Dic. 1975	40	91	182	70	40	167	333
Moín 2, vapor	Ene. 1982	40	91	182	110	40	258	515

a/ Con sobrerregulación.

b/ Véase detalle en los programas de adiciones de los sistemas nacionales respectivos.

Cuadro 56

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-2. REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85^{a/b/}
(MW)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca^{c/}													
Demanda máxima	339	365	400	426	457	489	524	566	607	651	695	742	807
Nicaragua	173	134	146	158	172	186	202	218	237	257	277	299	324
Costa Rica	216	231	254	268	285	303	322	348	370	394	418	443	483
Potencia instalada	461	461	461	536	536	661	661	721	721	761	881	991	991
Nicaragua	204	204	204	239	239	244	244	304	304	304	394	394	394
Hidro	101	101	101	136	136	136	136	136	136	136	166	166	166
Térmica	103	103	103	103	103	108	108	168	168	168	228	228	228
Costa Rica	257	257	257	297	297	417	417	417	417	457	487	597	597
Hidro	227	227	227	227	227	347	347	347	347	347	377	487	487
Térmica	30	30	30	70	70	70	70	70	70	110	110	110	110
Reserva	122	96	61	110	79	172	137	155	114	110	186	249	184
Nicaragua	61	70	58	81	67	58	42	86	67	47	117	95	70
Costa Rica	41	26	3	29	12	114	95	69	47	63	69	154	114
Estación lluviosa^{d/}													
Demanda máxima	361	389	426	455	488	523	560	606	649	696	744	793	863
Nicaragua	135	147	160	174	189	205	222	241	261	283	305	329	357
Costa Rica	226	242	266	281	299	318	338	365	388	413	439	464	506
Potencia instalada	461	461	536	536	661	661	661	721	721	821	881	991	991
Nicaragua	204	204	239	239	244	244	244	304	304	334	394	394	394
Hidro	101	101	136	136	136	136	136	136	136	166	166	166	166
Térmica	103	103	103	103	108	108	108	168	168	168	228	228	228
Costa Rica	257	257	297	297	417	417	417	417	417	487	487	597	597
Hidro	227	227	227	227	347	347	347	347	347	377	377	487	487
Térmica	30	30	70	70	70	70	70	70	70	110	110	110	110
Reserva	100	72	110	81	173	138	101	115	72	125	137	198	128
Nicaragua	69	57	79	65	55	39	22	63	43	51	89	65	37
Costa Rica	31	15	31	16	118	99	79	52	29	74	48	133	91

a/ La interconexión se inicia en junio de 1973.

b/ Los períodos anuales comprenden desde el 1o. de febrero del año indicado hasta el 31 de enero del año siguiente.

c/ Del 1o. de febrero al 31 de mayo.

d/ Del 1o. de junio al 31 de agosto.

Cuadro 57

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-2. REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85^{a/}

(GWh)

Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca^{b/}														
Requerimientos	13 006	597	647	712	768	826	890	962	1 043	1 124	1 217	1 308	1 394	1 518
Nicaragua	5 589	250	272	297	324	350	379	415	446	484	526	568	614	664
Costa Rica	7 417	347	375	415	444	476	511	547	597	640	691	740	780	854
Suministro														
Nicaragua	5 150	250	245	297	324	350	215	287	367	443	526	568	614	664
Hidro	3 872	122	243	257	324	343	215	287	343	343	234	426	426	309
Térmico (vapor)	1 269	128	-	40	-	-	-	-	24	100	292	142	188	355
Térmico (gas)	9	-	2	-	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-
Costa Rica	7 856	347	402	415	444	476	675	675	676	681	691	740	780	854
Hidro	7 564	347	400	400	400	400	675	675	675	675	675	680	780	782
Térmico (vapor)	283	-	-	15	44	76	-	-	-	-	16	60	-	72
Térmico (diesel)	9	-	2	-	-	-	-	-	1	6	-	-	-	-
Flujo de energía Costa Rica a Nicaragua	439	-	27	-	-	-	164	128	79	41	-	-	-	-
Potencia máxima de transmisión (MW)			27	-	-	-	95	75	45	30	-	-	-	-
Estación lluviosa^{c/}														
Requerimientos	26 191	1 207	1 310	1 439	1 549	1 668	1 794	1 934	2 105	2 270	2 442	2 631	2 812	3 030
Nicaragua	10 360	464	506	551	599	651	703	762	828	900	974	1 054	1 138	1 230
Costa Rica	15 831	743	804	888	950	1 017	1 091	1 172	1 277	1 370	1 468	1 577	1 674	1 800
Suministro														
Nicaragua	7 263	278	157	264	356	343	260	391	552	704	853	1 024	936	1 145
Hidro	2 439	278	157	143	151	132	260	288	132	132	241	136	136	253
Térmico (vapor)	4 824	-	-	121	205	211	-	103	420	572	612	888	800	892
Costa Rica	18 928	929	1 153	1 175	1 193	1 325	1 534	1 543	1 553	1 566	1 589	1 607	1 876	1 885
Hidro	18 758	929	1 147	1 153	1 153	1 325	1 534	1 543	1 543	1 543	1 568	1 568	1 876	1 876
Térmico (vapor)	107	-	-	35	-	-	-	-	-	23	21	28	-	-
Térmico (diesel)	63	-	6	22	5	-	-	-	10	-	-	11	-	9
Flujo de energía Costa Rica a Nicaragua	3 097	186	349	287	243	308	443	371	276	196	121	30	202	85
Potencia máxima de transmisión (MW)		74	96	90	90	87	100	100	100	86	56	25	90	70

a/ La interconexión se inicia en junio de 1973.

b/ Del 1.º de febrero al 31 de mayo. c/ Del 1.º de junio del año indicado al 31 de enero del siguiente año.

Cuadro 58

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-2. MODIFICACIONES A LA
ALTERNATIVA A-1 a/

Tipo	Potencia (MW)	Fecha de inicio de operaciones		Inversión (miles de dólares)
		A-1	A-2	
<u>Costa Rica</u>				
Total				<u>99 323</u>
Generación				<u>91 146</u>
Moin No. 1	Vapor 40	Ene. 1975	Dic. 1975	7 324
Pacuare No. 1	Hidro 40	Ene. 1977	Dic. 1977	36 100
Pacuare No. 2	Hidro 40	Mayo 1977	Dic. 1977	1 870
Pacuare No. 3	Hidro 40	Sep. 1977	Dic. 1977	1 870
Moin No. 2	Vapor 40	Sep. 1981	Ene. 1982	6 812
Colón	Hidro 110	Dic. 1983	Feb. 1984	37 170
Transmisión				<u>3 039</u>
Líneas				<u>3 039</u>
Cachí-Pacuare		Ene. 1975	Dic. 1975	920
Pacuare-Moin		Ene. 1975	Dic. 1975	765
Pacuare-Cachí		Mayo-sep. 1977	Dic. 1977	920
Colón-Garita		Dic. 1983	Feb. 1984	140
Colón-La Caja (San José)		Dic. 1983	Feb. 1984	154
La Caja-Colima		Dic. 1983	Feb. 1984	140
Subestaciones				<u>5 130</u>
S.E. Cachí		Ene. 1975	Dic. 1975	210
S.E. Moin		Ene. 1975	Dic. 1975	676
S.E. Pacuare		Mayo-nov. 1977	Dic. 1977	572
S.E. Cachí		Mayo-sep. 1977	Dic. 1977	210
S.E. Moin		Sep. 1981	Ene. 1982	308
S.E. Colón		Dic. 1983	Feb. 1984	1 662
S.E. La Caja (línea Colón-San José)		Dic. 1983	Feb. 1984	210
S.E. Garita		Dic. 1983	Feb. 1984	105
S.E. Colima		Dic. 1983	Feb. 1984	105

/Continúa

Cuadro 53 (Conclusión)

Tipo	Potencia (MW)	Fecha de inicio de operaciones		Inversión (miles de dólares)
		A-1	A-2	
<u>Nicaragua</u>				
Total				<u>52 066</u>
Generación				48 836
Masaya	Gas 15	Ene. 1975	Dic. 1977	1 722
Nicaragua	Hidro 35	Ene. 1976	Dic. 1975	15 932
Managua Nueva 1	Vapor 60	Ene. 1978	Ene. 1980	10 000
Managua Nueva 2	Vapor 60	Ene. 1980	Ene. 1983	9 220
Rafael Mora	Hidro 30	Ene. 1983	Dic. 1982	11 962
Transmisión				
Líneas				
Arillo-Managua <u>a/</u>			Ene. 1983	280
Subestaciones				<u>2 950</u>
S.E. Masaya		Ene. 1975	Dic. 1977	228
S.E. Nicaragua		Ene. 1976	Dic. 1975	796
S.E. Managua Nueva		Ene. 1978	Ene. 1980	802
S.E. Managua Nueva		Ene. 1980	Ene. 1983	498
S.E. Rafael Mora		Ene. 1983	Dic. 1982	626
<u>Obras de interconexión</u>				
No hay cambios				

Nota: Véanse los cuadros 25 y 31.

a/ Se trata de una adición.

Quadro 59

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-2: COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. Año de interconexión													
2. Total (3+4+5) o (6+10+14)	9 370	264	1 440	4 485	4 867	7 225	7 823	10 720	11 925	13 744	17 282	15 836	21 620
3. Subtotal Nicaragua (7+11+15)	619	24	938	2 700	2 838	1 950	2 464	5 331	6 466	7 635	10 358	8 903	11 319
4. Subtotal Costa Rica (8+12+16)		46	328	1 621	1 851	5 029	5 137	5 200	5 297	5 973	6 747	6 778	10 173
5. Subtotal obras de interconexión (9+13+17)	8 751	194	174	164	178	246	222	189	162	136	177	155	128
6. Costos de capital (7+8+9)	8 645	-	199	2 437	2 732	6 222	6 322	7 282	7 282	7 759	10 095	10 587	13 436
7. Sistema Nal. Nicaragua			126	1 558	1 575	1 753	1 753	2 713	2 713	2 802	4 660	4 660	4 660
8. Sistema Nal. Costa Rica			73	879	1 177	4 469	4 569	4 569	4 569	4 957	5 435	5 927	8 776
9. Obras de interconexión	8 645	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Gastos fijos de operación y mant. (11+12+13)	64	109	150	597	619	866	874	1 300	1 300	1 536	1 975	2 008	2 193
11. Nicaragua			13	157	160	197	197	623	623	634	1 048	1 048	1 048
12. Costa Rica			28	331	350	560	568	568	568	793	818	851	1 036
13. Obras de interconexión	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
14. Gastos variables de operación y mantenimiento (15+16+17)	661	155	1 091	1 451	1 496	137	627	2 138	3 343	4 449	5 176	3 241	5 991
15. Nicaragua	619	24	799	985	1 103	-	514	1 995	3 130	4 199	4 614	3 195	5 611
16. Costa Rica		46	227	411	324	-	-	63	160	223	494	-	361
17. Obras de interconexión (Pérdidas de transmisión)	42	85	65	55	69	137	113	80	53	27	68	46	19

Cuadro 50

COSTA RICA-PANAMA. ALTERNATIVA A-1: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85
(GWh)

Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca														
Requerimientos	20 132	894	965	1 049	1 129	1 296	1 400	1 507	1 639	1 760	1 883	2 042	2 192	2 376
Costa Rica	7 417	347	375	415	444	476	511	547	597	640	691	740	780	854
Panamá	12 715	547	590	634	685	820	889	960	1 042	1 120	1 192	1 302	1 412	1 522
Suministros														
Costa Rica	7 654	347	375	415	444	476	622	622	648	640	691	740	780	854
Hidro	7 184	347	374	400	400	473	622	622	622	622	622	622	729	729
Térmico	470	-	1	15	44	3	-	-	26	18	69	118	51	125
Panamá	12 478	547	590	634	685	820	778	885	991	1 120	1 192	1 302	1 412	1 522
Hidro	6 204	74	262	262	262	464	504	504	504	504	716	716	716	716
Térmico	6 274	473	328	372	423	356	274	381	487	616	476	586	696	806
Flujo de energía														
Costa Rica a Panamá	237	-	-	-	-	-	111	75	51	-	-	-	-	-
Potencia máxima de transmisión (MW)														
							70	45	30	-	-	-	-	-
Estación lluviosa														
Requerimientos	42 818	1 899	2 051	2 231	2 419	2 753	2 966	3 207	3 480	3 733	4 024	4 338	4 667	5 050
Costa Rica	15 831	743	804	888	950	1 017	1 091	1 172	1 277	1 370	1 468	1 577	1 674	1 800
Panamá	26 987	1 156	1 247	1 343	1 469	1 736	1 875	2 035	2 203	2 363	2 556	2 761	2 993	3 250
Suministro														
Costa Rica	18 707	743	804	888	950	1 596	1 596	1 596	1 604	1 617	1 691	1 710	1 929	1 983
Hidro	18 374	743	798	866	912	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	1 621	1 929	1 929
Térmico	333	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95	89	-	54
Panamá	24 111	1 156	1 247	1 343	1 469	1 157	1 370	1 611	1 876	2 116	2 333	2 628	2 738	3 067
Hidro	13 482	569	569	569	723	1 036	1 055	1 055	1 055	1 055	1 449	1 449	1 449	1 449
Térmico	10 629	587	678	774	746	121	315	556	821	1 061	884	1 179	1 289	1 618
Flujo de energía														
Costa Rica a Panamá	2 876	-	-	-	-	579	505	424	327	247	223	133	255	183
Pot. máx. de trans. (MW)														
						120	120	100	90	86	86	60	90	90

Cuadro 61

COSTA RICA-PANAMÁ: ALTERNATIVA A-1. COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. Año de interconexión, 1977													
2. Total (3+4+5) o (6+10+14)	<u>6 717</u>	<u>8 283</u>	<u>10 025</u>	<u>11 291</u>	<u>21 741</u>	<u>17 217</u>	<u>21 195</u>	<u>22 842</u>	<u>24 803</u>	<u>29 155</u>	<u>31 677</u>	<u>37 257</u>	<u>39 379</u>
3. Subtotal Costa Rica (7+11+15)		43	1 259	1 617	4 602	4 829	5 137	5 310	5 631	6 763	7 509	10 077	10 656
4. Subtotal Panamá (8+12+16)	<u>6 717</u>	<u>8 240</u>	<u>8 766</u>	<u>9 674</u>	<u>11 269</u>	<u>12 106</u>	<u>15 831</u>	<u>17 334</u>	<u>19 031</u>	<u>22 258</u>	<u>24 060</u>	<u>27 036</u>	<u>28 605</u>
5. Subtotal Obras de interconexión (9+13+17)					5 870	282	227	198	141	134	108	144	118
6. Costos de capital (7+8+9)	2 350	4 030	4 772	5 671	18 497	13 330	15 472	15 472	16 064	20 693	21 347	26 010	26 010
7. Sist. Nat. Costa Rica			742	879	4 082	4 270	4 569	4 569	4 782	5 241	5 749	8 812	8 812
8. Sist. Nat. Panamá	2 350	4 030	4 030	4 792	8 805	9 060	10 903	10 903	11 282	15 452	15 598	17 198	17 198
9. Obras interconexión					5 610	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Gastos fijos de operación y mant. (11+12+13)	<u>163</u>	<u>282</u>	<u>601</u>	<u>668</u>	<u>1 216</u>	<u>1 374</u>	<u>2 022</u>	<u>2 052</u>	<u>2 155</u>	<u>2 623</u>	<u>2 724</u>	<u>3 571</u>	<u>3 571</u>
11. Costa Rica			319	330	515	559	568	568	642	793	836	1 036	1 036
12. Panamá	163	282	282	338	651	730	1 369	1 399	1 428	1 745	1 803	2 450	2 450
13. Obras de interconexión					50	85	85	85	85	85	85	85	85
14. Gastos variables de operación y mantenimiento (15+16+17)	<u>4 204</u>	<u>3 971</u>	<u>4 652</u>	<u>4 952</u>	<u>2 028</u>	<u>2 513</u>	<u>3 701</u>	<u>5 318</u>	<u>6 584</u>	<u>5 839</u>	<u>7 606</u>	<u>7 676</u>	<u>9 803</u>
15. Costa Rica		43	198	408	5	-	-	173	207	729	924	229	808
16. Panamá	4 204	3 928	4 454	4 544	1 813	2 316	3 559	5 032	6 321	5 061	6 659	7 388	8 957
17. Obras de interconexión (Pérdidas de transmisión)					210	197	142	113	56	49	23	59	38

Cuadro 62

COSTA RICA-PANAMA. ALTERNATIVA A-2: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1973-85

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Costa Rica								
Hidro								
Total a diciembre de 1972 a/					227	32	400	1 153
Pacuare	Enero 1977	120	222	449	347	40	622	1 596
Cojón	Dic. 1983	110	102	308	457	55	724	1 904
Térmica								
Total a diciembre de 1972 a/					30	5	76	151
Mofn 1, vapor	Enero 1975	40	91	182	70	40	167	333
Mofn 2, vapor	Dic. 1980	40	91	182	110	40	258	515
Panamá								
Hidro								
Total a diciembre de 1972 a/					24	8	74	192
Bayano	Junio 1973	150	188	377	174	50	262	569
Fortuna 1	Nov. 1976	70						
Fortuna 2	Mayo 1977	70	233	467	314	70	495	1 036
Interconexión La Yeguada	Dic. 1977	6	9	19	320	70	504	1 055
Changuinola	Dic. 1981	150	212	394	470	75	716	1 449
Térmica								
Total a diciembre de 1972 a/					262	40	548	1 120
Retiro varios vapor	Junio 1973	- 7	-15	-32				
Retiro varios diesel	Junio 1973	- 2	-	-	253	40	533	1 088
Retiro varios diesel	Junio 1974	-14	-31	-63	239	40	502	1 025
Retiro varios vapor	Mayo 1977	-14	-18	-38	225	40	484	987
Las Minas 4a y 5a	Dic. 1979	100	232	465	325	50	716	1 452
Las Minas 6a y 7a	Dic. 1984	100	232	465	425	50	948	1 917

a/ Véase detalle en los programas de adiciones de los sistemas nacionales respectivos.

Cuadro 63

GOSTA RICA-PANAMA. ALTERNATIVA A-2: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85^{a/}
(MW)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca b/													
Demanda máxima	471	504	548	586	678	730	783	850	914	982	1 061	1 140	1 243
Costa Rica	216	231	254	268	285	303	322	348	370	394	418	443	483
Panamá	255	273	294	318	393	427	461	502	544	588	643	697	760
Potencia instalada	543	684	710	710	956	962	962	1 062	1 102	1 252	1 252	1 362	1 462
Costa Rica	257	257	297	297	417	417	417	417	457	457	457	567	567
Hidro	227	227	227	227	347	347	347	347	347	347	347	457	457
Térmica	30	30	70	70	70	70	70	70	110	110	110	110	110
Panamá	286	427	413	413	539	545	545	645	645	795	795	795	895
Hidro	24	174	174	174	314	320	320	320	320	470	470	470	470
Térmica	262	253	239	239	225	225	225	325	325	325	325	325	425
Reserva	72	180	162	124	278	232	179	212	188	270	191	222	219
Costa Rica c/	41	26	43	29	132	114	95	69	87	63	39	124	84
Panamá	31	154	119	95	146	118	84	143	101	207	152	98	135
Estación lluviosa													
Demanda máxima	509	545	593	634	736	792	850	923	992	1 066	1 154	1 238	1 350
Costa Rica	226	242	266	281	299	318	338	365	388	413	439	464	506
Panamá	283	303	327	353	437	474	512	558	604	653	715	774	844
Potencia instalada	684	670	710	780	956	962	1 062	1 102	1 252	1 252	1 362	1 462	1 462
Costa Rica	257	257	297	297	417	417	417	457	457	457	567	567	567
Hidro	227	227	227	227	347	347	347	347	347	347	347	457	457
Térmica	30	30	70	70	70	70	70	110	110	110	110	110	110
Panamá	427	413	413	483	539	545	645	645	795	795	795	895	895
Hidro	174	174	174	244	314	320	320	320	470	470	470	470	470
Térmica	253	239	239	239	225	225	325	325	325	325	325	425	425
Reserva	175	125	117	146	220	170	212	179	260	186	208	224	112
Costa Rica c/	31	15	31	16	118	99	79	92	69	44	128	103	61
Panamá	144	110	86	130	102	71	133	87	191	142	80	121	51

a/ La interconexión se inicia en junio de 1977.

b/ Del 1.º de febrero al 31 de mayo.

c/ No incluye la capacidad de sobrecarga de las centrales hidroeléctricas, equivalente a 24 MW, en 1973, y 36 MW de 1974 en adelante.

d/ Del 1.º de junio del año indicado al 31 de enero del año siguiente.

Cuadro 64

COSTA RICA-PANAMA. ALTERNATIVA A-2: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85^{a/}
(GWh)

Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Estación seca b/														
Requerimientos	20 132	894	965	1 049	1 129	1 296	1 400	1 507	1 639	1 760	1 883	2 042	2 192	2 376
Costa Rica	7 417	347	375	415	444	476	511	547	597	640	691	740	780	854
Panamá	12 715	547	590	634	685	820	889	960	1 042	1 120	1 192	1 302	1 412	1 522
Suministro														
Costa Rica	7 654	347	375	415	444	476	622	622	648	640	691	740	780	854
Hidro	7 184	347	374	400	400	473	622	622	622	622	622	622	724	724
Térmico (vapor)	470	-	1	15	44	3	-	-	26	18	69	118	56	130
Panamá	12 478	547	590	634	685	820	778	885	991	1 120	1 192	1 302	1 412	1 522
Hidro	6 204	74	262	262	262	464	504	504	504	504	716	716	716	716
Térmico (vapor)	6 274	473	328	372	423	356	274	381	487	616	476	586	696	806
Flujo de energía														
Costa Rica a Panamá	237	-	-	-	-	-	111	75	51	-	-	-	-	-
Potencia máxima de transmisión (MW)														
							70	45	30	-	-	-	-	-
Estación lluviosa c/														
Requerimientos	42 818	1 899	2 051	2 231	2 419	2 753	2 966	3 207	3 480	3 733	4 024	4 338	4 667	5 050
Costa Rica	15 831	743	804	888	950	1 017	1 091	1 172	1 277	1 370	1 468	1 577	1 674	1 800
Panamá	26 987	1 156	1 247	1 343	1 469	1 736	1 875	2 035	2 203	2 363	2 556	2 761	2 993	3 250
Suministro														
Costa Rica	18 649	743	804	888	950	1 596	1 596	1 596	1 604	1 617	1 691	1 685	1 921	1 958
Hidro	18 299	743	798	866	912	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	1 904	1 904
Térmico (vapor)	350	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95	89	17	54
Panamá	24 169	1 156	1 247	1 343	1 469	1 157	1 370	1 611	1 876	2 116	2 333	2 653	2 746	3 092
Hidro	13 482	569	569	569	723	1 036	1 055	1 055	1 055	1 055	1 449	1 449	1 449	1 449
Térmico (vapor)	10 687	587	678	774	746	121	315	556	821	1 061	884	1 204	1 297	1 643
Flujo de energía														
Costa Rica a Panamá	2 818	-	-	-	-	579	505	424	327	247	223	108	247	158
Potencia máxima de transmisión (MW)														
							120	120	100	90	86	86	60	90

a/ La interconexión se inicia en junio de 1973.

b/ Del 1.º de febrero al 31 de mayo.

c/ Del 1.º de junio del año indicado al 31 de enero del siguiente año.

Cuadro 65

COSTA RICA-PANAMA: ALTERNATIVA A-2. MODIFICACIONES A LA ALTERNATIVA A-1 a/

Tipo	Potencia (MW)	Fecha de inicio de operaciones		Inversión (miles de dólares)
		A-1	A-2	
<u>Costa Rica</u>				
Total				<u>16 610</u>
Generación	<u>150</u>			<u>13 182</u>
Pacuare No. 2	Hidro 40	Mayo 1977	Dic. 1977	1 870
Pacuare No. 3	Hidro 40	Sep. 1977	Ene. 1977	1 870
Moín No. 2	Vapor 40	Sep. 1981	Dic. 1980	6 812
Río Macho No. 5	Hidro 30	Dic. 1982	-	2 630
Transmisión				
Líneas				<u>920</u>
Pacuare-Cachí		Mayo-sep. 1977	Dic. 1977	920
Subestaciones				<u>2 508</u>
S.E. Pacuare		Mayo-nov. 1977	Ene. 1977	1 572
S.E. Cachí		Mayo-sep. 1977	Ene. 1977	210
S.E. Moín		Sep. 1981	Dic. 1980	388
S.E. Río Macho a/		Dic. 1982	-	338
<u>Panamá</u>				
<u>Eliminar de</u>				
Total				<u>46 963</u>
Generación	<u>240</u>			<u>38 050</u>
Las Minas 4 y 5	Vapor 120	Dic. 1978		19 025
Las Minas 6 y 7	Vapor 120	Dic. 1983		19 025
Transmisión				
Líneas				<u>638</u>
Las Minas-Cáceres		Dic. 1983		638
Subestaciones				<u>7 393</u>
S.E. Las Minas		Dic. 1978		1 495
S.R. Cáceres		Dic. 1978		2 132
S.E. Las Minas		Dic. 1983		1 957
S.R. Cáceres		Dic. 1983		1 809

/(Continúa)

Cuadro 65 (Conclusión)

Tipo	Potencia (MW)	Fecha de inicio de operaciones		Inversión (miles de dólares)
		A-1	A-2	
<u>Agregar a</u>				
Total				<u>34 600</u>
Generación				
Las Minas 4a. y 5a.	Vapor	100	Dic. 1979	17 300
Las Minas 6a. y 7a.	Vapor	100	Dic. 1984	17 300
Transmisión				
Subestaciones				<u>6 855</u>
S.E. Las Minas			Dic. 1979	1 360
S.R. Cáceres			Dic. 1979	2 000
S.E. Las Minas			Dic. 1984	1 825
S.R. Cáceres			Dic. 1984	1 670

Obras de interconexión

No hay cambios

Nota: Véanse los cuadros 31 y 37

a/ Se trata de una eliminación.

Cuadro 66

COSTA RICA-PANAMA, ALTERNATIVA A-2: COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-85

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
1. Año de interconexión 1977													
2. Total (3+4+5) o (6+10+14)	<u>6 724</u>	<u>8 282</u>	<u>10 216</u>	<u>11 284</u>	<u>22 304</u>	<u>17 328</u>	<u>19 321</u>	<u>22 717</u>	<u>25 206</u>	<u>29 224</u>	<u>31 383</u>	<u>34 975</u>	<u>39 378</u>
3. Subtotal Costa Rica (7+11+15)		43	1 408	1 618	5 024	5 019	5 019	5 264	6 088	6 610	7 101	9 767	10 269
4. Subtotal Panamá (8+12+16)	<u>6 724</u>	<u>8 239</u>	<u>8 808</u>	<u>9 666</u>	<u>11 410</u>	<u>12 027</u>	<u>14 075</u>	<u>17 255</u>	<u>17 977</u>	<u>22 480</u>	<u>24 178</u>	<u>25 066</u>	<u>28 991</u>
5. Subtotal obras de interconexión (9+13+17)					5 870	282	227	198	141	134	104	142	118
6. Costos de capital (7+8+9)	<u>2 352</u>	<u>4 029</u>	<u>8 937</u>	<u>5 664</u>	<u>19 018</u>	<u>13 504</u>	<u>13 657</u>	<u>15 392</u>	<u>16 381</u>	<u>20 810</u>	<u>21 088</u>	<u>24 304</u>	<u>25 997</u>
7. Sistema Nacional Costa Rica			879	879	4 460	4 460	4 460	4 513	5 099	5 099	5 377	8 439	8 439
8. Sistema Nacional Panamá	<u>2 352</u>	<u>4 029</u>	<u>4 029</u>	<u>4 785</u>	<u>8 948</u>	<u>9 044</u>	<u>9 197</u>	<u>10 879</u>	<u>11 282</u>	<u>15 711</u>	<u>15 711</u>	<u>15 865</u>	<u>17 558</u>
9. Obras de interconexión					5 610	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Gastos fijos de operación y mantenimiento (11+12+13)	<u>168</u>	<u>282</u>	<u>613</u>	<u>668</u>	<u>1 258</u>	<u>1 311</u>	<u>1 963</u>	<u>2 007</u>	<u>2 241</u>	<u>2 575</u>	<u>2 593</u>	<u>2 850</u>	<u>3 471</u>
11. Costa Rica			331	331	559	559	559	578	782	782	800	1 000	1 000
12. Panamá	<u>168</u>	<u>282</u>	<u>282</u>	<u>337</u>	<u>649</u>	<u>667</u>	<u>1 319</u>	<u>1 344</u>	<u>1 374</u>	<u>1 708</u>	<u>1 708</u>	<u>1 765</u>	<u>2 386</u>
13. Obras de interconexión					50	85	85	85	85	85	85	85	85
14. Gastos variables de operación y mantenimiento (15+16+17)	<u>4 204</u>	<u>3 971</u>	<u>4 652</u>	<u>4 952</u>	<u>2 028</u>	<u>2 513</u>	<u>3 701</u>	<u>5 318</u>	<u>6 584</u>	<u>5 839</u>	<u>7 702</u>	<u>7 821</u>	<u>9 910</u>
15. Costa Rica		43	198	408	5	-	-	173	207	729	924	328	830
16. Panamá	<u>4 204</u>	<u>3 928</u>	<u>4 454</u>	<u>4 544</u>	<u>1 813</u>	<u>2 316</u>	<u>3 559</u>	<u>5 032</u>	<u>6 321</u>	<u>5 061</u>	<u>6 759</u>	<u>7 436</u>	<u>9 047</u>
17. Obras de interconexión					210	197	142	113	56	49	19	57	33

Quadro 67

EL SALVADOR. SISTEMA CEL: PROGRAMAS MODIFICADOS DE ADICIONES EN GENERACION, 1973-85

(MW)

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Hidro	Térmico
<u>Programa modificado con "El Tigre"</u>			
Antes 1973	Varios	12	141
	Güija	15	
	5 de noviembre	82	
Diciembre 1974	El Tigre	160	
Diciembre 1978	Acajutla		66 ^{a/}
Mayo 1980	El Tigre	160	
Diciembre 1981	Acajutla		66 ^{a/}
Diciembre 1983	Acajutla		100 ^{a/}
<u>Programa modificado con "Poza del Silencio elev. 220 msm"</u>			
Antes 1972	Varios	12	141
	Güija	15	
	5 de noviembre	82	
Diciembre 1973	Poza del Silencio	144	
Diciembre 1975	Acajutla		66 ^{a/}
Diciembre 1978	Paso del Oso	140	
Diciembre 1980	Acajutla		100 ^{a/}
Diciembre 1983	El Tigre	160	

a/ Vapor.

Cuadro 68

EL SALVADOR. SISTEMA CEL: EXCEDENTES DE ENERGIA Y POTENCIA HIDRO EN PROGRAMAS MODIFICADOS
DE ADICIONES EN GENERACION, 1973-85

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedente de potencia hidro (MW) ^{b/}					
			Estacional (GWh)		Diaría neta ^{a/} (MWh)	Horas					
			Total	Neta ^{a/}		1	3	6	12	18	24
<u>Programa modificado con El Tigre</u>											
1975	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	80	72	394	110	107	65.6	24	-	-
		5 de Noviembre	269	242	1 328	82	82	82	82	72	24
1976	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	58	52	285	103	95	48	16	-	-
		5 de Noviembre	231	208	1 180	82	82	82	82	51	12
1976	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	Lluviosa	El Tigre	35	32	175	97	58	29	8	-	-
		5 de Noviembre	193	174	954	82	82	82	82	30	-
1976	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	Lluviosa	El Tigre	14	13	71	90	24	12	-	-	-
		5 de Noviembre	155	140	767	82	82	82	66	9	-
1979	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		5 de Noviembre	117	105	575	82	82	82	50	-	-
1980	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	406	366	2 005	303	298	254	167	111	40

Cuadro 68 (Conclusión)

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedente de potencia hidro (MW) ^{b/}					
			Estacional (GWh)		Diaria neta a/ (MWh)	Horas					
			Total	Neta ^{a/}		1	3	6	12	18	24
1981	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	311	280	1 535	294	285	228	126	74	10
1982	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	216	194	1 062	284	272	202	98	37	-
1983	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	120	108	592	274	197	99	48	-	-
1984	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	25	22	121	272	40	20	10	-	-
1985	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	El Tigre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>Programa modificado con Poza del Silencio a elevación 220 metros</u>											
1974	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Poza del Silencio	100	90	493	144	144	82	41	27	20
1975	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Poza del Silencio	42	38	208	32	27	18	17	11	9
1976	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	Lluviosa	Poza del Silencio	-	-	-	-	-	-	-	-	-

^{a/} Igual a la total reducida en 10 por ciento por pérdidas en operación y transmisión.

^{b/} Se refiere a bloques de potencia constante disponibles a partir de la hora de carga mínima.

Cuadro 69

HONDURAS. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: PROGRAMAS
MODIFICADOS DE ADICIONES EN GENERACION, 1973-85

(MW)

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Hidro	Térmico
<u>Programa modificado "con 80 MW en Río Lindo"</u>			
Antes de 1973	Varios		35 ^{a/}
	Cañaveral	30	
	Río Lindo	40	
Diciembre 1973	Río Lindo +	40	
Diciembre 1974	Cajón	30	
Diciembre 1976	Cajón +	30	
Diciembre 1978	Cajón +	30	
Diciembre 1980	Cajón +	30	
Diciembre 1982	Cajón +	30	
Diciembre 1983	Naranjito	90	
<u>Programa modificado "con grupos de 50 MW en Cajón"</u>			
Antes 1973	Varios		35 ^{a/}
	Cañaveral	30	
	Río Lindo	40	
Diciembre 1974	Cajón	100	
Diciembre 1980	Cajón +	50	
Diciembre 1983	Naranjito	90	

a/ Diesel.

HONDURAS. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: EXCEDENTES DE ENERGIA Y POTENCIA HIDRO EN PROGRAMAS MODIFICADOS, 1972-85

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedente de potencia hidro (MW) ^{b/}					
			Estacional (GWh)		Diaria neta ^{a/} (MWh)	Horas					
			Total	Neta ^{a/}		1	3	6	12	18	24
<u>Programa modificado con 80 MW en Río Lindo</u>											
1972	Seca	Río Lindo	83	75	411	19	19	19	19	19	13
	Lluviosa		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1973	Seca	Río Lindo	44	40	219	14	14	14	14	12.2	3
	Lluviosa		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1974	Seca	Río Lindo	65	58	318	48.5	48.5	48.5	26.5	17.7	13.2
	Lluviosa		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1975	Seca	Río Lindo	239	215	1 178	80	80	80	80	65.5	49
	Lluviosa		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	Seca	Río Lindo	182	164	900	80	80	80	72	50	30
	Lluviosa		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1977	Seca	Cajón	9	8	44	8	8	7	-	-	-
		Cañaveral	65	59	323	30	30	30	27	-	-
		Río Lindo	302	272	1 490	80	80	80	80	80	59
	Lluviosa		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1978	Seca	Cajón	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Cañaveral	43	39	214	30	30	30	17.8	-	-
		Río Lindo	263	237	1 300	80	80	80	80	72.2	47
	Lluviosa		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1979	Seca	Cajón	209	188	1 030	90	90	90	86	57	34
		Cañaveral	115	104	570	30	30	30	30	30	23.8
		Río Lindo	6	5.4	30	30	10	5	2.5	-	-
	Lluviosa		40	36	197	24	24	21	3.5	-	-

Cuadro 70 (Continuación)

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedente de potencia hidro (MW) ^{b/}					
			Estacional (GWh)		Diaria neta ^{a/} (MWh)	Horas					
			Total	Neta ^{a/}		1	3	6	12	18	24
1975	Seca	Cañaveral	40	36	197	30	30	30	16.4	11	-
		Cajón	221	199	1 080	100	100	100	91	60.5	45.5
	Lluviosa	Cañaveral	52	47	258	30	30	30	21.5	14.3	10.7
		Río Lindo Cajón	138 162	124 146	680 800	40 56	40 55	40 54	40 43	37.8 24	28.4 8
1976	Seca	Cañaveral	45	40	218	30	30	30	18.2	12.1	-
		Cajón	187	168	920	95	96	93	77	51	38.4
	Lluviosa	Cañaveral	51.5	46	252	30	30	30	21.0	14.0	10.5
		Río Lindo Cajón	138 133	124 120	680 638	40 52	40 51	40 48	40 37	37.8 17	28.4 -
1977	Seca	Cañaveral	47	42	230	30	30	30	19.2	12.8	-
		Cajón	156	141	772	90	89	88	64.5	43	32.2
	Lluviosa	Cañaveral	47	42	230	30	30	30	19.2	12.8	9.6
		Río Lindo Cajón	138 107	124 96	680 526	40 46	40 45	40 43	40 30	37.8 7	28.4 -
1978	Seca	Cañaveral	49	45	246	30	30	30	20.5	13.7	-
		Cajón	121	109	598	84	83	82	50	33.2	25
	Lluviosa	Cañaveral	35	32	175	30	30	29	14.6	9.7	7.3
		Río Lindo Cajón	138 82	124 74	680 406	40 40	40 39	40 37	40 21	37.8 -	28.4 -
1979	Seca	Cañaveral	51	46	252	30	30	30	21	14	-
		Cajón	83	75	411	78	77	68.5	34.4	24.2	17.2
	Lluviosa	Cañaveral	32	29	159	30	30	26.5	13.2	8.8	-
		Río Lindo Cajón	122 61	110 55	604 302	40 33	40 32	40 30	40 12.6	31 -	25.2 -
1980	Seca	Cañaveral	52	47	258	30	30	30	21.5	14.3	-
		Cajón	41	37	203	71	67.6	33.9	17	11.3	8.5
	Lluviosa	Cañaveral	32	29	159	30	30	26.5	13.2	8.8	-
		Río Lindo Cajón	99 40	89 36	489 197	40 26	40 25	40 22	40 3	27.2 -	17.5 -

Cuadro 70 (Conclusión)

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedente de potencia hidro (MW) ^{b/}					
			Estación (GWh)		Diaria neta a/ (MWh)	Hora					
			Total	Neta ^{a/}		1	3	6	12	18	24
1981	Seca	Cañaveral	48	43	236	25	25	25	19.7	13.1	9.8
	Lluviosa	Cañaveral	52	47	258	30	30	30	21.5	14.3	10.7
		Cajón	85	77	422	100	99	70.3	35	23.4	11
1982	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Cañaveral	52	47	258	30	30	30	21.5	14.3	10.7
		Cajón	31	28	153	95	51	25.5	12.7	8.5	-
1983	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Cañaveral	23	21	115	17	17	17	9.6	6.4	-
1984	Seca	Cañaveral	66	59	323	30	30	30	27	18	13.5
		Naranjito	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Cañaveral	39	35	192	30	30	30	15.9	10.6	-
	Naranjito	187	168	920	90	90	90	76.6	46	35	
1985	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Cañaveral	42	38	208	30	30	30	17.3	11.6	-
	Naranjito	109	98	537	90	90	90	45	30	-	

a/ Igual al excedente hidro total reducido en 10 por ciento por pérdidas en operación y transmisión.

b/ Se refiere a bloques de potencia constante disponibles a partir de la hora de carga mínima.

Cuadro 71

NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMAS
MODIFICADOS DE ADICIONES EN GENERACION, 1973-85

(MW)

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Hidro	Térmico
	<u>Programa modificado con Paiwas</u>		
Antes 1973	Varios		103
	Centroamérica	51	
	Santa Bárbara	50	
Enero 1975	Masaya		15 ^{a/}
Enero 1976	Managua		40 ^{b/}
Enero 1978	Paiwas	100	
Enero 1981	Paiwas	50	

a/ Gas.b/ Vapor.

Quadro 72

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. EXCEDENTES DE ENERGIA Y POTENCIA HIDRO EN PROGRAMAS MODIFICADOS, 1973-85

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedente de potencia hidro (MW) ^{b/}					
			Estacional (GWh)		Diaria neta a/ (MWh)	Horas					
			Total	Neta ^{a/}		1	3	6	12	18	24
1978	Seca	Santa Bárbara	35	32	262	50	50	44	22	14	6
	Lluviosa	Paiwas	54	49	202	21	18	15	-	-	-
		Santa Bárbara	21	19	78	50	26	13	6.5	-	-
		Centroamérica	85	77	316	51	51	51	26	17.5	-
1979	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Paiwas	34	31	128	15	13	6	-	-	-
		Centroamérica	64	58	240	51	51	40	20	13	-
1980	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Paiwas	19	17	70	6	5	-	-	-	-
		Centroamérica	35	31	128	51	43	21	11	6	-
1981	Seca	Centroamérica	56	50	410	51	51	51	34	23	14
	Lluviosa	Paiwas	98	89	366	-	-	-	-	-	-
		Santa Bárbara	28	25	103	-	-	-	-	-	-
		Centroamérica	92	83	342	33	11	5	3	-	-
1982	Seca	Santa Bárbara	18	16	131	50	44	22	11	7	-
	Lluviosa	Paiwas	63	57	235	43	38	34	-	-	-
		Santa Bárbara	23	21	86	50	29	14	7	-	-
		Centroamérica	60	54	224	51	51	37	19	12	-
1983	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Paiwas	40	36	140	33	29	21	-	-	-
		Santa Bárbara	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Centroamérica	46	41	168	51	51	28	14	8	-	
1984	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
1985	Lluviosa		-	-	-	-	-	-	-	-	-

a/ Igual al excedente hidro total reducido en 10 por ciento por pérdidas de operación y transmisión.

b/ Se refiere a bloques de potencia constante disponibles a partir de la hora de carga mínima.

Cuadro 73

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL; PROGRAMAS
MODIFICADOS DE ADICIONES EN GENERACION, 1972-85

(MW)

Fecha de entrada en operación	Proyecto	Hidro	Térmico
<u>Programa modificado con Arenal y Colón sin presa</u>			
Antes 1972	Varios	43	30
	Garita	30	
	Cachí	64	
	Río Macho 1 + 2	30	
Diciembre 1972	Río Macho 3 + 4	60	
Enero 1975	Moín 1		40 ^{a/}
Febrero 1977	Arenal Elev. 520	50	
Junio 1977	Arenal Elev. 520	50	
Enero 1982	Moín 2		40 ^{a/}
Febrero 1983	Río Macho 5	30	
Junio 1984	Colón sin presa	80	

a/ Vapor.

Cuadro 74

GOSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: EXCEDENTES DE ENERGIA Y POTENCIA HIDRO EN PROGRAMAS MODIFICADOS, 1972-85

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedente de potencia hidro (MW) ^{b/}					
			Estacional (GWh)		Diaria neta a/ (MWh)	Horas					
			Total	Neta a/		1	3	6	12	18	24
<u>Programa modificado con Arenal y Colón sin presa</u>											
1972	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Cachí	52	47	194	55	48	22	-	-	-
		Río Macho	124	112	461	30	30	30	30	10	-
		Garita	45	40	165	30	30	27.5	13.7	-	-
1973	Seca	Cachí	8	7.2	59	51	19.7	9.9	-	-	-
		Río Macho	44.5	40	328	90	90	54.6	27.3	18.2	-
	Lluviosa	Cachí	83	75	309	60	53	23	8	8	8
		Río Macho	230	207	850	90	90	90	65	11	-
		Garita	97	87	358	30	30	30	30	20.2	-
1974	Seca	Cachí	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Río Macho	25	22	180	90	60	30	15	10	-
	Lluviosa	Cachí	34	31	127	55	51	16	8	8	-
		Río Macho	198	178	733	90	90	90	56	3	-
		Garita	90	81	333	30	30	30	27.8	18.5	-
1975	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Cachí	24	22	90	53	48	12	8	8	-
		Río Macho	166	149	614	90	90	90	43	-	-
		Garita	83	75	308	30	30	30	25.7	17.1	-
1976	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Cachí	13.5	12	49	44	24	8	8	8	-
		Río Macho	134	121	498	90	90	83	41.5	-	-
		Garita	77	69	284	30	30	30	23.7	15.8	-

/Continúa

Cuadro 74 (Continuación)

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedente de potencia hidro (MW) ^{b/}					
			Estacional (GWh)		Diaria Neta a/ (MWh)	Horas					
			Total	Neta a/		1	2	6	12	18	24
1977	Seca	Cachí	13.5	12	98	36	11	8	8	5.5	-
		Arenal	66	60	490	50	50	44	36	27	-
	Lluviosa	Cachí	55	50	208	44	20	8	8	8	8
		Arenal	426	384	1 580	100	100	100	100	72	12
1978	Seca	Cachí	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Arenal	60	54	443	100	100	40	36	25	-
	Lluviosa	Cachí	43.5	39	160	39	14	8	8	8	6.7
		Arenal	403	363	1 490	100	100	100	100	60	-
1979	Seca	Arenal	27.5	25	205	100	68	34	17	11	-
		Cachí	35.5	32	132	36	8	8	8	7.4	-
	Lluviosa	Río Macho	108	97	400	90	90	66	12	0	-
		Arenal	370	333	1 370	100	100	100	100	48	-
1980	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	
	Lluviosa	Cachí	20.5	18.5	71	30	8	8	6	4	-
		Arenal	320	288	1 185	100	100	100	95	28	-
1981	Seca	Cachí	20	18	74	19	8	8	6	4	-
		Río Macho	41	37	152	90	51	25	-	-	-
		Arenal	280	252	1 050	100	100	100	79	-	-

/(Continúa)

Cuadro 74 (Conclusión)

Año	Estación	Proyecto	Excedentes de energía hidro			Excedentes de potencia hidro (MW) ^{b/}						
			Estacional (GWh)		Diaria neta a/ (MWh)	Horas						
			Total	Neta a/		1	3	6	12	18	24	
1982	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Cachí Arenal	10 260	9 234	37 965	25 100	8 100	6 100	3 66	2 -	- -	
1983	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Río Macho Arenal	182 30	164 27	675 111	120 100	120 37	112 24	56 -	4 -	- -	
1984	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Río Macho Colón	130 158	117 142	482 585	120 80	120 80	80 80	40 48	- 32	- -	
1985	Seca		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lluviosa	Río Macho Colón	88 115	79 104	325 427	120 80	108 80	54 71	27 35.5	- 23.5	- -	

a/ Igual al excedente total reducido en 10 por ciento por pérdidas en operación y transmisión.

b/ Se refiere a bloques de potencia constante disponibles a partir de la hora de carga mínima.

IV. RESULTADOS ECONOMICO-FINANCIEROS

(75 - 86)

Cuadro 75

GUATEMALA-EL SALVADOR: COMPARACION DE VALORES PRESENTES DE LOS SISTEMAS NACIONALES
INDEPENDIENTES VS. ALTERNATIVAS A-1 Y A-2 ^{a/}

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
<u>Alternativa A-1</u>							
Valor presente acumulado	8 450	17 932	27 592	38 901	49 849	61 782	75 194
Valor presente a 1973	8 450	9 482	9 660	11 309	10 948	11 933	13 412
Costos anuales	8 450	10 371	11 268	14 247	14 895	17 533	21 282
<u>Alternativa A-2</u>							
Valor presente acumulado	8 248	17 853	27 519	38 830	49 732	61 086	74 048
Valor presente a 1973	8 248	9 605	9 666	11 311	10 902	11 354	12 962
Costos anuales	8 248	10 374	11 275	14 249	14 833	16 682	20 568
<u>Sistemas nacionales independientes</u>							
Valor presente acumulado	6 788	17 629	28 419	40 362	52 056	64 638	78 016
Valor presente a 1973	6 788	10 841	10 790	11 943	11 694	12 582	13 378
Costos anuales	6 788	11 709	12 586	15 045	15 910	18 486	21 227
Guatemala	4 426	6 380	7 077	9 215	9 486	11 349	12 474
El Salvador	2 362	5 329	5 509	5 830	6 424	7 137	8 753

^{a/} Tasa de actualización, 8 por ciento.

Cuadro 76

GUATEMALA-EL SALVADOR: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA A-1, CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1973-79

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Saldo acumulado	272	1 157	2 022	2 366	2 928	3 428	3 147
Saldo (sistemas nacionales independientes menos A-1)	272	885	865	344	562	500	- 281
Alternativa A-1							
Gastos variables							
Guatemala	3 453	1 622	1 973	2 258	2 258	3 262	2 891
El Salvador	2 160	1 060	1 384	1 568	2 139	2 654	2 657
Obras de interconexión							
Gastos fijos	33	57	57	57	57	57	57
Gastos variables	14	73	65	32	38	33	-
(Inversión (6 años 7 por ciento)	226	453	453	453	453	453	226
<u>Total</u>	<u>5 886</u>	<u>3 265</u>	<u>3 932</u>	<u>4 368</u>	<u>4 945</u>	<u>6 459</u>	<u>5 831</u>
Sistemas nacionales independientes							
Gastos variables							
Guatemala	4 200	3 657	4 127	3 754	3 958	4 817	2 891
El Salvador	1 958	493	670	958	1 549	2 142	2 659

Cuadro 77

GUATEMALA-EL SALVADOR: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA A-2,
CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1973-79

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Saldo acumulado	474	1 356	2 215	2 559	3 179	4 492	4 886
Saldo (sistemas nacionales independien- tes menos A-1)	474	882	859	344	620	1 313	394
Alternativa A-2							
Obras de interconexión							
Gastos fijos	33	57	57	57	57	57	57
Gastos variables	14	76	68	32	38	111	41
Inversión (6 años 7 por ciento)	226	453	453	453	453	453	226
Gastos variables							
Guatemala	3 453	1 622	1 973	2 258	2 258	2 258	2 258
El Salvador	1 958	1 060	1 387	1 568	2 139	3 467	3 283
Saldo neto por desplazamiento de inversiones							
Guatemala					- 43	-517	-525
El Salvador							
Total	<u>5 684</u>	<u>3 268</u>	<u>3 938</u>	<u>4 368</u>	<u>4 887</u>	<u>5 646</u>	<u>5 156</u>
Sistemas nacionales independientes							
Gastos variables	<u>6 158</u>	<u>4 150</u>	<u>4 797</u>	<u>4 712</u>	<u>5 507</u>	<u>6 959</u>	<u>5 550</u>
Guatemala	4 200	3 657	4 127	3 754	3 958	4 817	2 891
El Salvador	1 958	493	670	958	1 549	2 142	2 659

Cuadro 78

EL SALVADOR-HONDURAS: COMPARACION DE VALORES PRESENTES DE LOS SISTEMAS NACIONALES
INDEPENDIENTES VS. ALTERNATIVAS A-1 Y A-2 a/

(Miles de dólares)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Alternativa A-1</u>												
Valor presente acumulado	7 946	15 550	23 408	30 761	37 997	45 855	54 536	63 386	72 966	83 127	94 679	106 129
Valor presente a 1973	7 946	7 604	7 858	7 353	7 236	7 858	8 681	8 850	9 580	10 161	11 552	11 450
Costos anuales	7 946	8 213	9 166	9 263	9 845	11 547	13 776	15 167	17 730	20 315	24 941	26 696
<u>Alternativa A-2</u>												
Valor presente acumulado	8 704	16 354	23 586	31 015	38 361	45 818	54 642	63 874	74 445	85 118	96 016	107 432
Valor presente a 1973	8 704	7 650	7 232	7 429	7 346	7 457	8 824	9 232	10 751	10 673	10 898	11 416
Costos anuales	8 704	8 262	8 436	9 359	9 995	10 957	14 002	15 822	19 899	21 338	23 528	26 618
<u>Sistemas nacionales inde-</u>												
<u>pendientes</u>												
Valor presente acumulado	5 641	13 513	21 121	29 083	37 005	45 698	54 946	64 214	74 065	84 374	96 448	108 263
Valor presente a 1973	5 641	7 872	7 608	7 962	7 922	8 693	9 248	9 268	9 851	10 309	12 074	11 815
Costos anuales	5 641	8 502	8 874	10 030	10 778	12 772	14 674	15 883	18 232	20 609	26 067	27 547
El Salvador	5 329	5 509	5 830	6 424	7 137	8 753	10 625	11 501	13 558	14 863	18 629	19 821
Honduras	312	2 993	3 044	3 606	3 641	4 019	4 049	4 382	4 674	5 746	7 438	7 726

a/ Tasa de actualización, 8 por ciento.

Cuadro 79

EL SALVADOR-HONDURAS: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA A-1, CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1974-82

(Miles de dólares)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Saldo acumulado	- 35	161	554	1 180	1 813	2 394	2 580	2 727	4 005
Saldo (sistemas nacionales independientes menos A-1)	- 35	196	393	626	633	581	186	147	1 276
Alternativa A-1									
Gastos variables									
El Salvador	491	-	73	432	895	1 538	2 542	3 358	3 387
Honduras	63	-	9	-	116	44	90	71	27
Obras de interconexión									
Gastos fijos	5	64	64	64	64	64	64	64	64
Gastos variables		25	36	42	49	47	35	38	12
Inversión (8 años 7 por ciento)	32	385	385	385	385	385	385	385	353
Total	<u>591</u>	<u>474</u>	<u>567</u>	<u>923</u>	<u>1 509</u>	<u>2 078</u>	<u>3 116</u>	<u>3 916</u>	<u>3 843</u>
Sistemas nacionales independientes									
Gastos variables									
El Salvador	493	670	958	1 549	2 142	2 659	3 302	4 063	4 862
Honduras	63	-	2	-	-	-	-	-	259

Cuadro 80

EL SALVADOR-HONDURAS: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA A-2,
 CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1974-82

(Miles de dólares)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Saldo acumulado	- 74	-356	- 441	- 293	- 58	1 286	1 493	1 066	-1 164
Saldo (sistemas nacionales independientes menos A-1)	- 74	-282	- 85	148	235	1 344	207	- 427	-2 230
Alternativa A-2									
Obras de interconexión									
Gastos fijos	5	64	64	64	64	64	64	64	64
Gastos variables		25	36	42	49	47	35	38	12
Inversión (8 años 7 por ciento)	42	508	508	508	508	508	508	508	466
Gastos variables									
El Salvador	491	-	73	432	895	1 538	2 542	3 358	3 387
Honduras	63	-	9	-	116	44	90	71	27
Saldo neto, por desplazamiento de inversiones									
El Salvador					78	- 886	- 173	96	3 049
Honduras	29	355	355	355	353	-	29	355	346
Total	630	952	1 045	1 401	1 907	1 315	3 095	4 490	7 351
Sistemas nacionales independientes									
Gastos variables	<u>556</u>	<u>670</u>	<u>960</u>	<u>1 549</u>	<u>2 142</u>	<u>2 659</u>	<u>3 302</u>	<u>4 063</u>	<u>5 121</u>
El Salvador	493	670	958	1 549	2 142	2 659	3 302	4 063	4 862
Honduras	63	-	2	-	-	-	-	-	259

Cuadro 81

NICARAGUA-COSTA RICA: COMPARACION DE VALORES PRESENTES DE LOS SISTEMAS NACIONALES
INDEPENDIENTES VS. ALTERNATIVAS A-1 Y A-2 a/

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Alternativa A-1</u>													
Valor presente acumulado	9 356	10 053	12 303	16 105	21 563	27 545	33 581	41 033	48 594	56 375	64 850	73 799	82 868
Valor presente a 1973	9 356	697	2 250	3 802	5 458	5 982	6 036	7 452	7 561	7 781	8 475	8 949	9 069
Costos anuales	9 356	753	2 624	4 789	7 426	8 789	9 578	12 772	13 994	15 556	18 296	20 866	22 838
<u>Alternativa A-2</u>													
Valor presente acumulado	9 370	9 614	10 849	14 409	17 986	22 903	27 833	34 088	40 531	47 406	55 411	62 203	70 788
Valor presente a 1973	9 370	244	1 235	3 560	3 577	4 917	4 930	6 255	6 443	6 875	8 005	6 792	8 585
Costos anuales	9 370	264	1 440	4 485	4 867	7 225	7 823	10 720	11 925	13 744	17 282	15 836	21 620
<u>Sistemas nacionales independientes</u>													
Valor presente acumulado	1 518	3 297	6 426	10 974	17 793	25 139	32 405	40 552	48 538	56 755	65 385	74 748	84 035
Valor presente a 1973	1 518	1 779	3 129	4 548	6 819	7 346	7 266	8 147	7 986	8 217	8 630	9 363	9 287
Costos anuales	1 518	1 921	3 650	5 730	9 278	10 793	11 529	13 962	14 780	16 428	18 632	21 830	23 386
Costa Rica		43	1 259	1 617	4 602	4 829	5 137	5 310	5 631	6 763	7 509	10 077	10 656
Nicaragua	1 518	1 878	2 391	4 113	4 676	5 964	6 392	8 652	9 149	9 665	11 123	11 753	12 730

a/ Tasa de actualización, 8 por ciento.

Cuadro 82

NICARAGUA-COSTA RICA: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA A-1, CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1973-82

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Saldo acumulado	83	- 197	- 619	- 1 126	- 722	- 166	337	- 58	- 203	624
Saldo (Sistemas nacionales independientes menos A-1)	83	- 280	- 422	- 507	404	556	503	- 395	- 145	827
Alternativa A-1										
Gastos variables										
Nicaragua	619	604	1 163	1 139	745	479	954	2 212	3 115	3 893
Costa Rica			171	397	24	-	-	-	100	297
Obras de interconexión										
Gastos fijos	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Variables	28	40	50	54	70	102	108	72	40	17
Inversión (8 años 7 por ciento)	724	1 448	1 448	1 448	1 448	1 448	1 448	1 448	724	-
Total	1 435	2 201	2 941	3 147	2 396	2 138	2 619	3 841	4 088	4 316
Sistemas nacionales independientes										
Gastos variables	1 518	1 921	2 519	2 640	2 800	2 694	3 122	3 446	3 943	5 188
Nicaragua	1 518	1 878	2 321	2 232	2 795	2 694	3 122	3 446	3 943	4 459
Costa Rica		43	198	408	5	-	-	173	207	729

Cuadro 83

NICARAGUA-COSTA RICA: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA A-2,
CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1973-82

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Saldo acumulado	69	278	1 324	1 166	4 427	6 796	9 103	10 158	11 940	13 358
Saldo (sistemas nacionales independientes, menos A-1)	69	209	1 046	- 158	3 261	2 369	2 307	1 055	1 332	1 868
Alternativa A-2										
Obras de interconexión										
Gastos fijos	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Gastos variables	42	85	65	55	69	137	113	80	53	27
Inversión (8 años 7%)	724	1 448	1 448	1 448	1 448	1 448	1 448	1 448	724	-
Gastos variables										
Costa Rica										
Nicaragua	619	24	799	985	1 103	-	514	1 995	3 130	4 199
Saldo neto por desplazamiento de inversiones		46	227	411	324	-	-	63	160	223
Costa Rica			-1 096	-	-3 321	-	-	-	- 227	- 209
Nicaragua			- 79	- 210	- 193	-1 369	-1 369	-1 131	-1 131	-1 029
Total	1 449	1 712	1 473	2 798	- 461	325	815	2 564	2 818	3 320
Sistemas nacionales independientes										
Gastos variables	1 518	1 921	2 519	2 640	2 800	2 694	3 122	3 619	4 150	5 188
Costa Rica		43	198	408	5	-	-	173	207	729
Nicaragua	1 518	1 878	2 321	2 232	2 795	2 694	3 122	3 446	3 943	4 459

Cuadro 84

COSTA RICA-PANAMA: COMPARACION DE VALORES PRESENTES DE LOS SISTEMAS NACIONALES
INDEPENDIENTES VS. ALTERNATIVAS A-1 Y A-2 a/

(Miles de dólares)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Alternativa A-1</u>									
Valor presente acumulado	21 741	37 682	55 852	73 984	92 214	112 057	132 020	153 759	175 035
Valor presente a 1973	21 741	15 941	18 170	18 132	18 230	19 843	19 963	21 739	21 276
Costos anuales	21 741	17 217	21 195	22 842	24 803	29 155	31 677	37 257	39 379
<u>Alternativa A-2</u>									
Valor presente acumulado	22 304	38 347	54 911	72 944	91 470	111 360	131 138	151 196	172 472
Valor presente a 1973	22 304	16 043	16 564	18 033	18 526	19 890	19 778	20 058	21 276
Costos anuales	22 304	17 328	19 321	22 717	25 206	29 224	31 383	34 375	39 378
<u>Sistemas nacionales independientes</u>									
Valor presente acumulado	18 143	36 052	55 555	74 570	93 372	113 727	133 926	157 115	178 700
Valor presente a 1973	18 143	17 909	19 503	19 015	18 802	20 355	20 199	23 189	21 585
Costos anuales	18 143	19 342	22 749	23 955	25 581	29 907	32 051	37 941	39 950
Costa Rica	4 602	4 829	5 137	5 310	5 631	6 763	7 509	10 077	10 656
Panamá	13 541	14 513	17 612	18 645	19 950	23 144	24 542	27 864	29 294

a/ Tasa de actualización, 8 por ciento.

Quadro 85

COSTA RICA-PANAMA: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA A-1, CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1977-85

(Miles de dólares)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Saldo acumulado	1 542	2 727	3 341	3 514	3 352	3 164	2 598	2 342	2 438
Saldo (Sistemas nacionales independientes menos A-1)	1 542	1 185	614	173	- 162	- 188	- 566	- 256	96
Alternativa A-1									
Gastos variables									
Costa Rica	5	-	-	173	207	729	924	229	808
Panamá	1 813	2 316	3 559	5 032	6 321	5 061	6 659	7 388	8 957
Obras de interconexión									
Gastos fijos	50	85	85	85	85	85	85	85	85
Variables	210	197	142	113	56	49	23	59	38
Inversión (8 años 7 por ciento)	470	940	940	940	940	940	940	940	470
<u>Total</u>	<u>2 548</u>	<u>3 538</u>	<u>4 726</u>	<u>6 343</u>	<u>7 609</u>	<u>6 864</u>	<u>8 631</u>	<u>8 701</u>	<u>10 358</u>
Sistemas nacionales independientes									
Gastos variables	<u>4 090</u>	<u>4 723</u>	<u>5 340</u>	<u>6 516</u>	<u>7 447</u>	<u>6 676</u>	<u>8 065</u>	<u>8 445</u>	<u>10 454</u>
Costa Rica	5	-	-	173	207	729	924	229	808
Panamá	4 085	4 723	5 340	6 343	7 240	5 947	7 141	8 216	9 646

**COSTA RICA-PANAMA: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA A-2,
CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1977-85**

(Miles de dólares)

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Saldo acumulado	1 493	2 902	6 014	5 915	5 358	5 419	5 495	8 117	8 844
Saldo (sistemas nacionales independientes menos A-1)	1 493	1 409	3 112	- 99	- 557	61	76	2 622	727
Alternativa A-2									
Obras de interconexión									
Gastos fijos	50	85	85	85	85	85	85	85	85
Gastos variables	210	197	142	113	56	49	19	57	33
Inversión (8 años 7 por ciento)	470	940	940	940	940	940	940	940	470
Gastos variables									
Costa Rica	5	-	-	173	207	729	924	328	830
Panamá	1 813	2 316	3 559	5 032	6 321	5 061	6 759	7 436	9 047
Saldo neto, por desplazamiento de inversiones									
Costa Rica	49	-	-	46	621	- 23	- 286	- 286	- 286
Panamá		- 224	-2 498	- 226	- 226	- 226	- 452	-2 737	- 452
Total	<u>2 597</u>	<u>3 314</u>	<u>2 228</u>	<u>6 615</u>	<u>8 004</u>	<u>6 615</u>	<u>7 989</u>	<u>5 823</u>	<u>9 727</u>
Sistemas nacionales independientes									
Gastos variables	<u>4 090</u>	<u>4 723</u>	<u>5 340</u>	<u>6 516</u>	<u>7 447</u>	<u>6 676</u>	<u>8 065</u>	<u>8 445</u>	<u>10 454</u>
Costa Rica	5	-	-	173	207	729	924	229	808
Panamá	4 085	4 723	5 340	6 343	7 240	5 947	7 141	8 216	9 646

GRAFICOS

Gráfico 1

GUATEMALA. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: COBERTURA DE LA DEMANDA

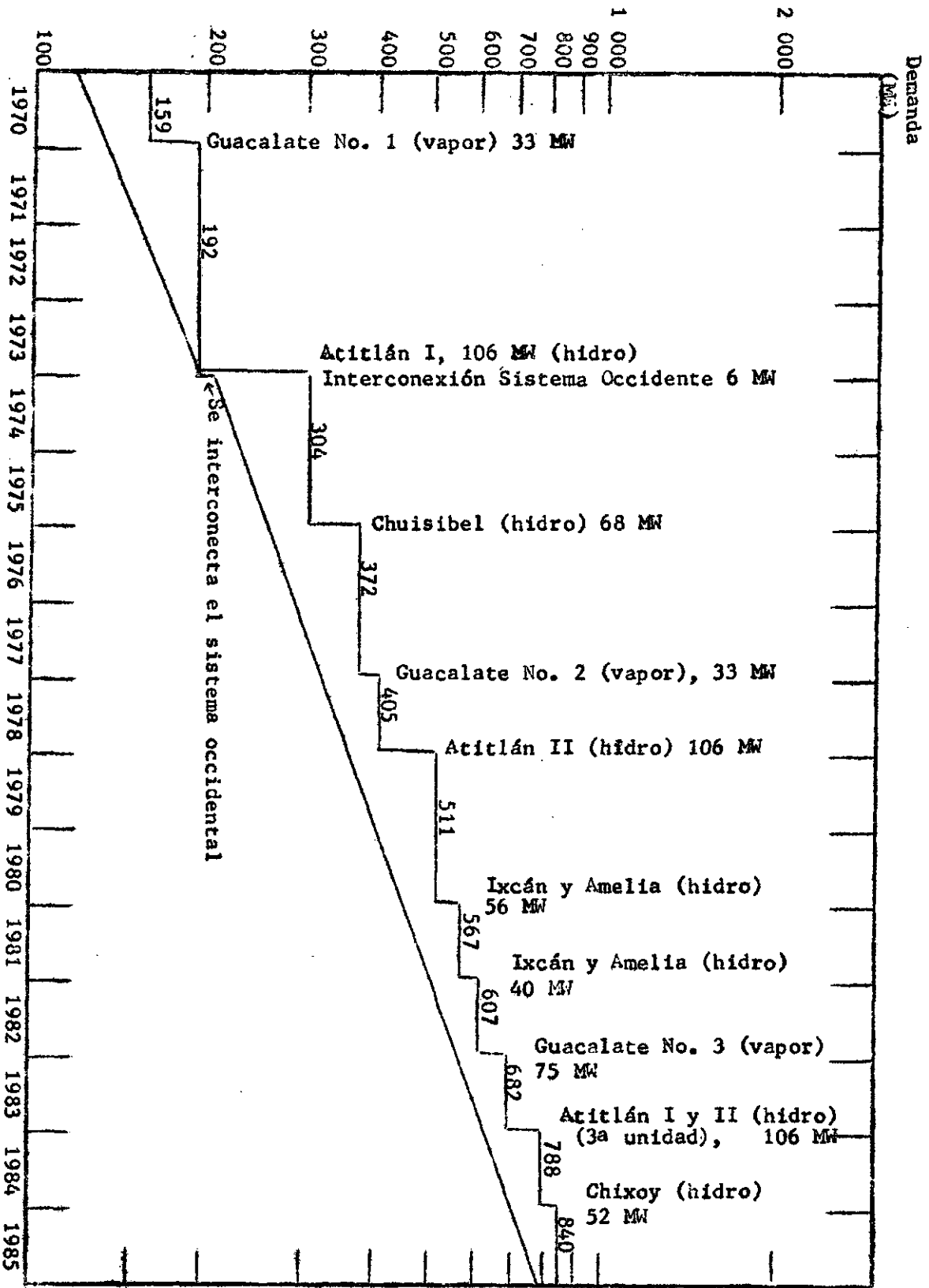


Gráfico 2

EL SALVADOR. SISTEMA CEL. COBERTURA DE LA DEMANDA

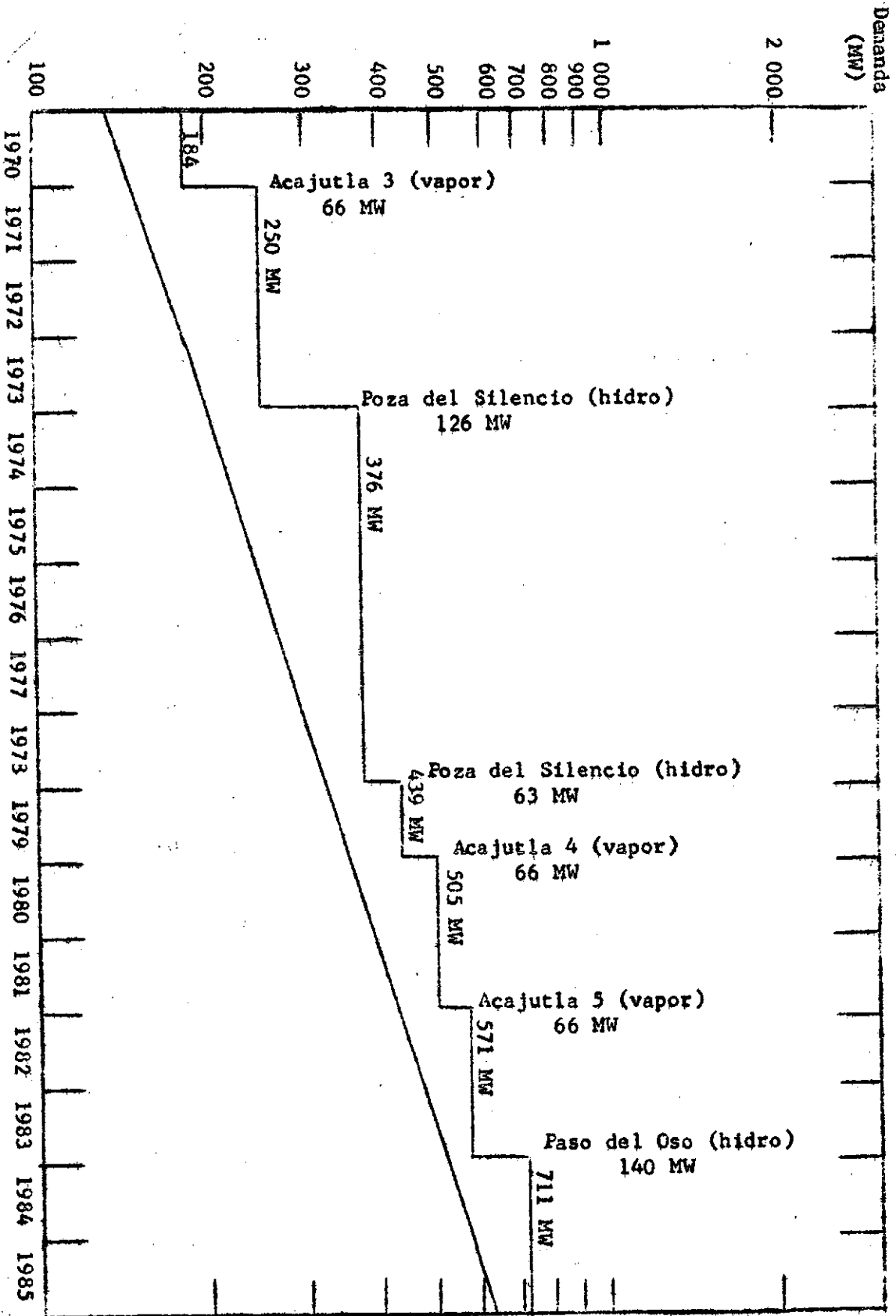


Gráfico 3 .

Demanda (MW)

HONDURAS . SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO : COBERTURA DE LA DEMANDA

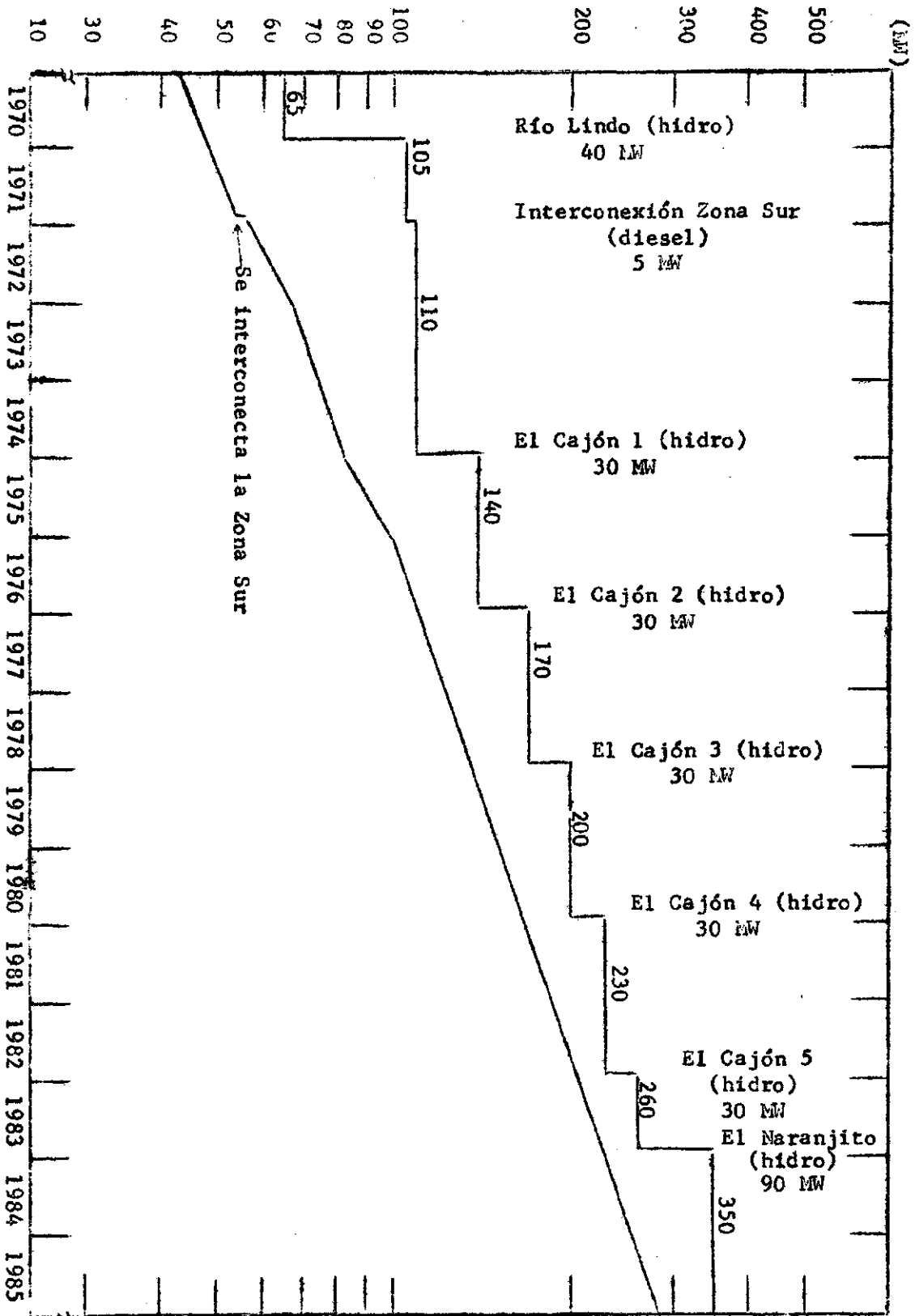


Gráfico 4

NICARAGUA, SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COBERTURA DE LA DEMANDA

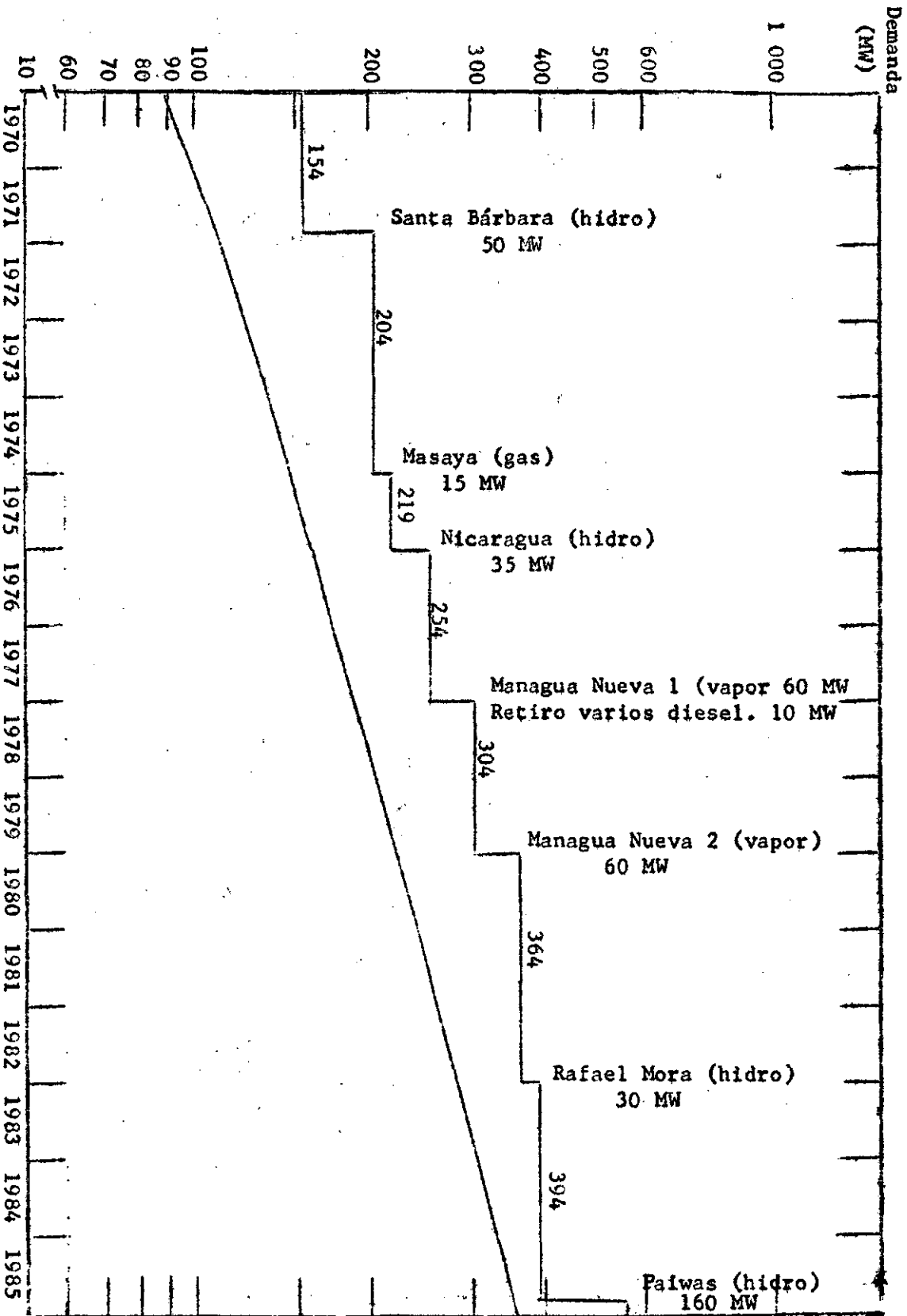


Gráfico 5

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COBERTURA DE LA DEMANDA

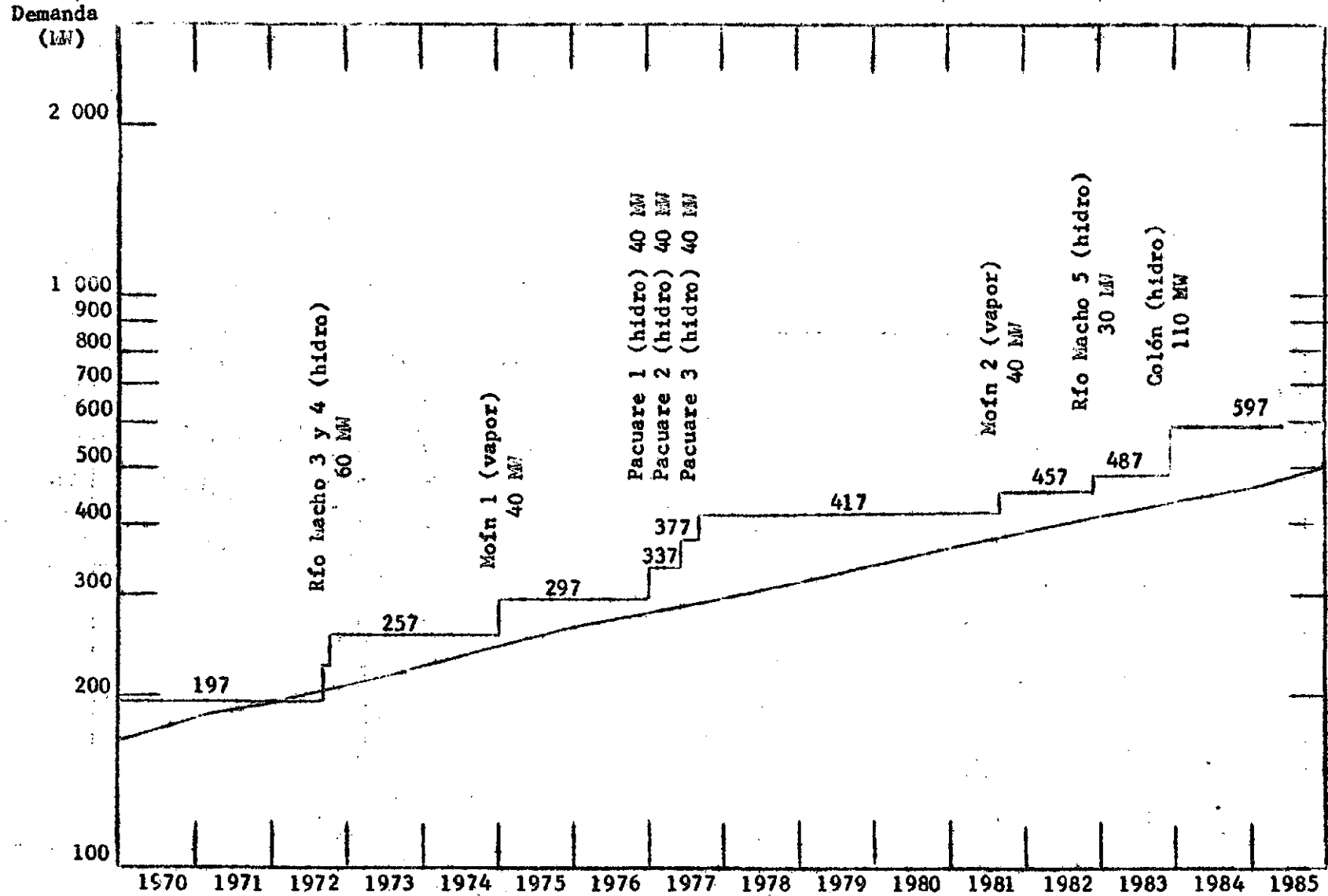


Gráfico 6

PANAMA. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: COBERTURA DE LA DEMANDA

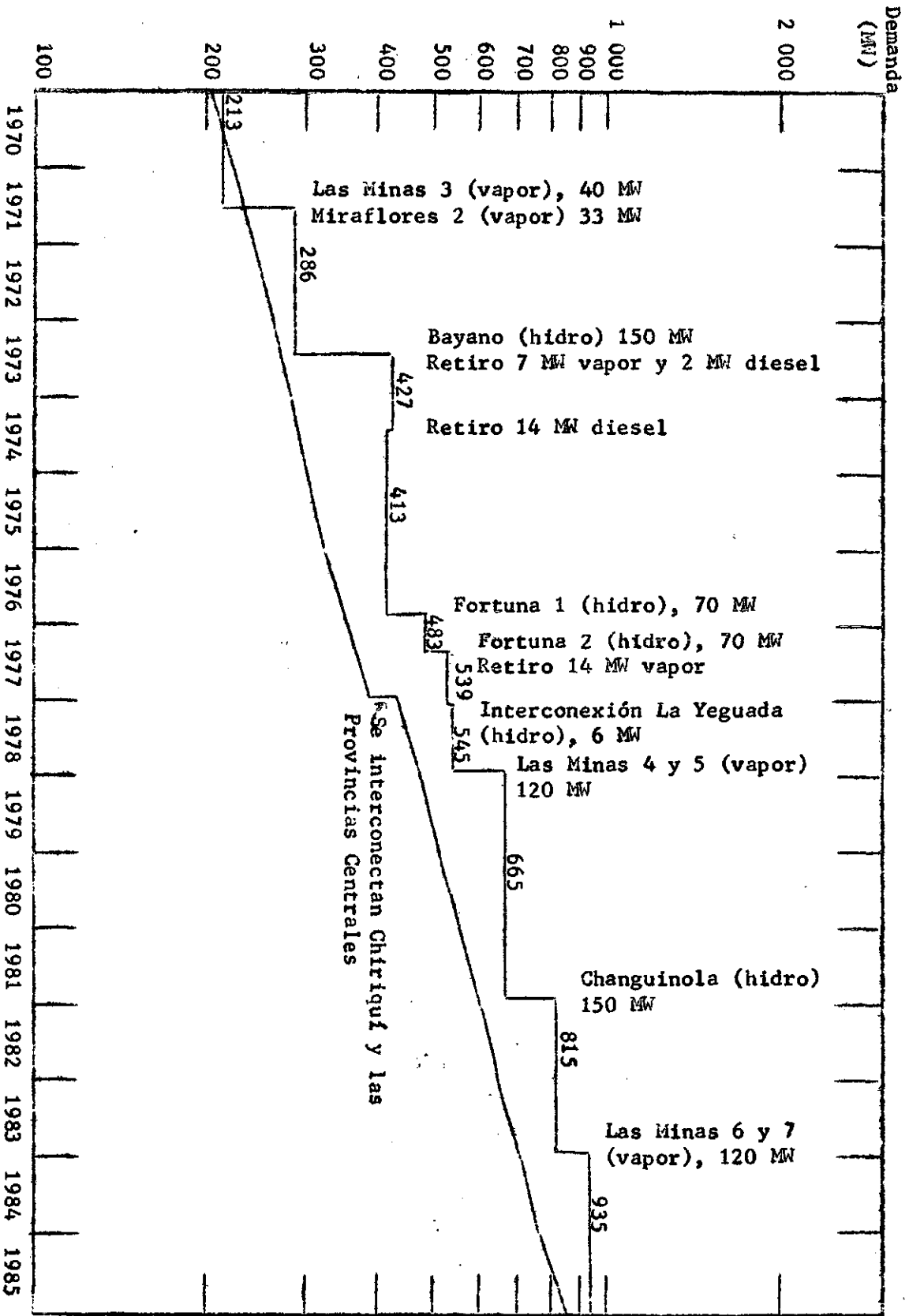


GRÁFICO 7

GUATEMALA-EL SALVADOR. ALTERNATIVAS A-1 Y A-2: COBERTURA DE LA DEMANDA DEL SISTEMA COMBINADO

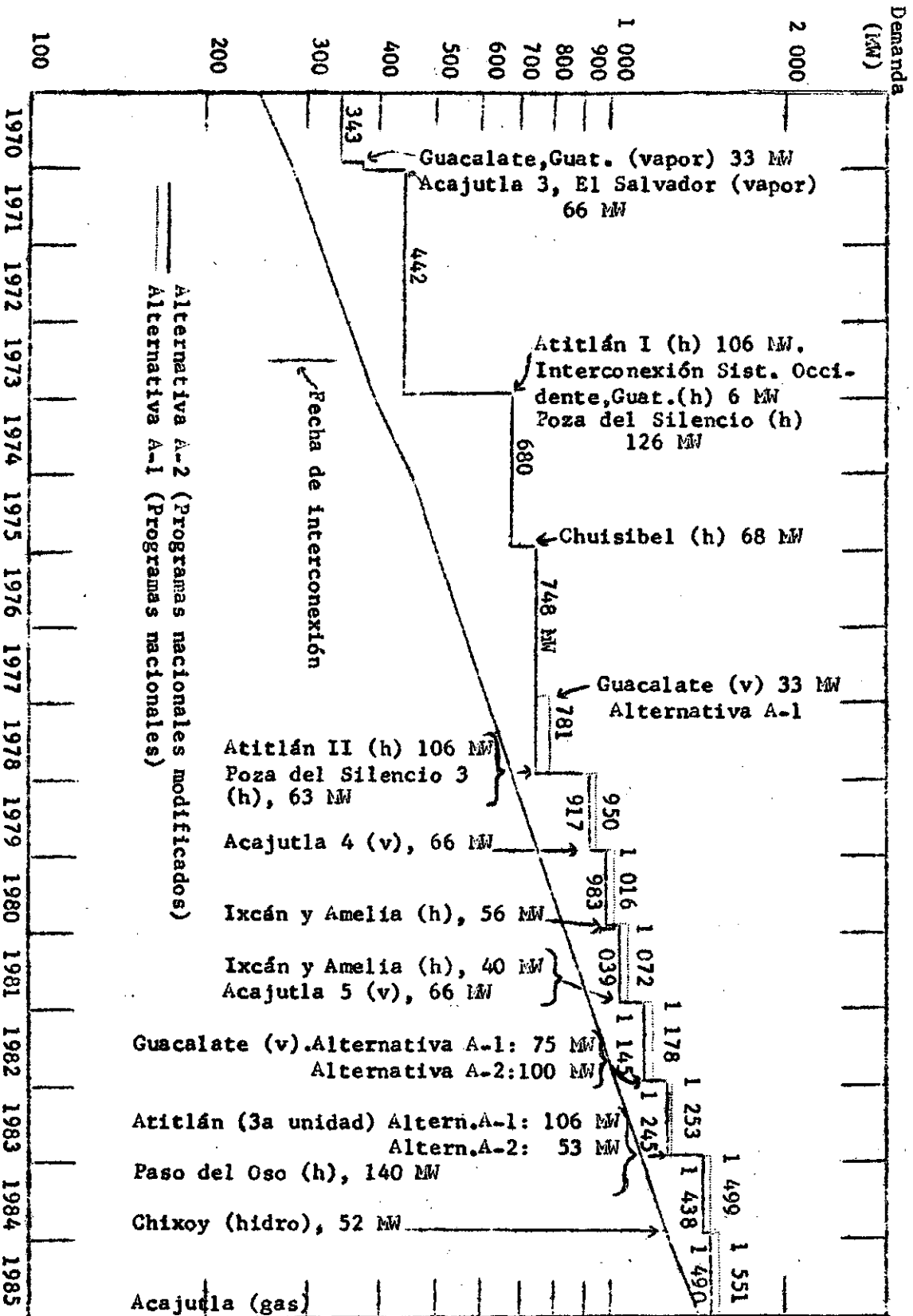


Gráfico 8

EL SALVADOR - HONDURAS. ALTERNATIVAS A-1 Y A-2: COBERTURA DE LA DEMANDA DEL SISTEMA COMBINADO

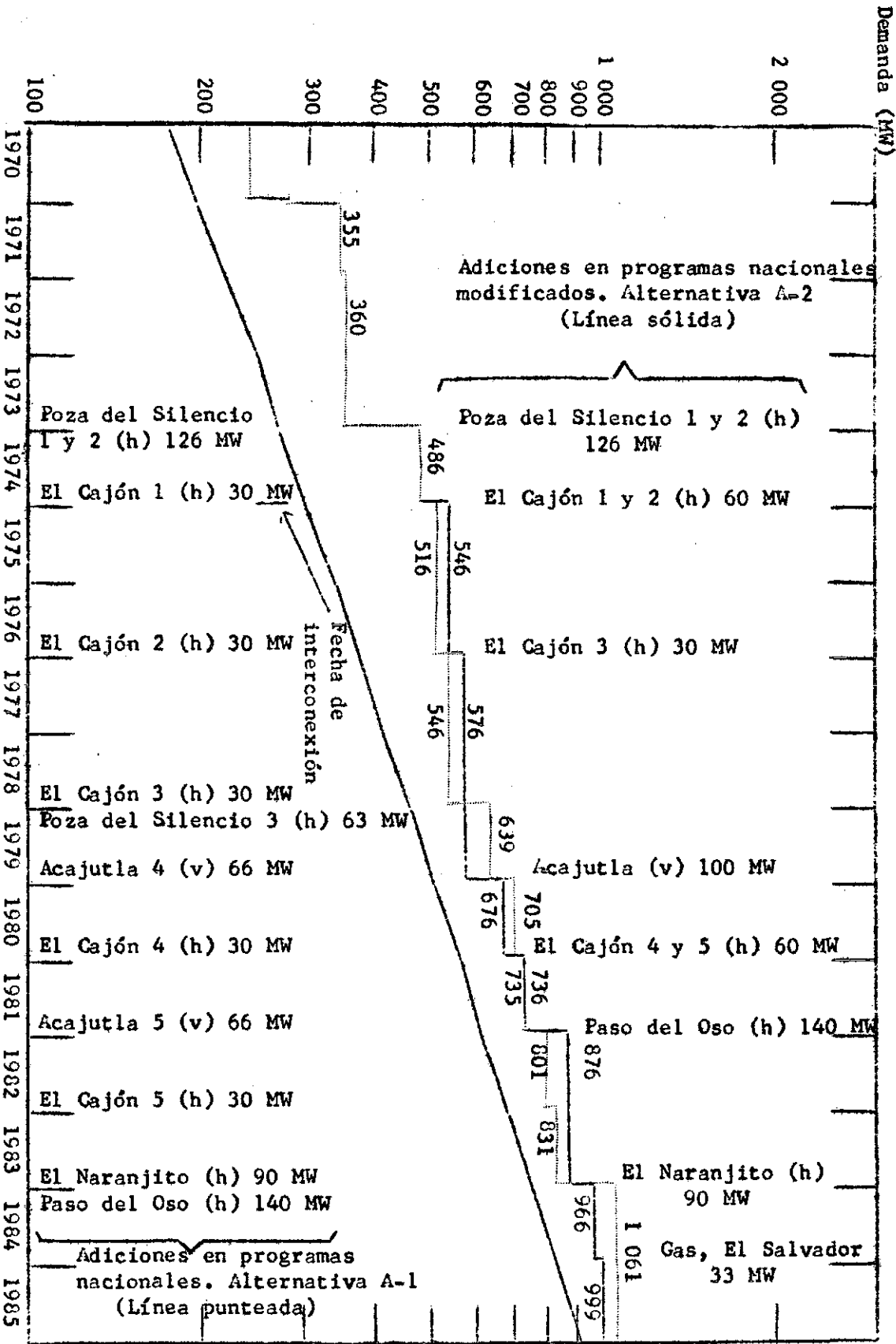
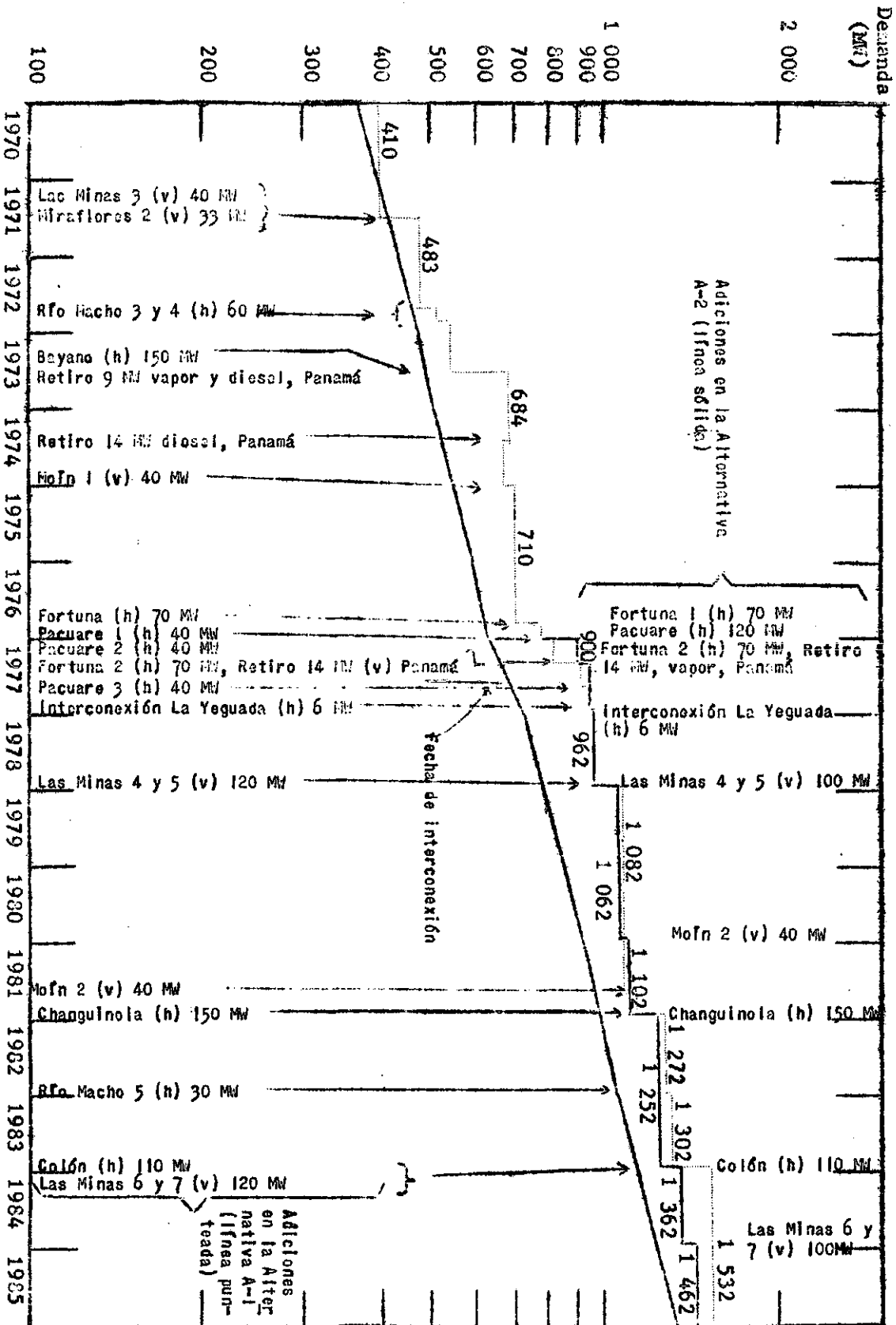
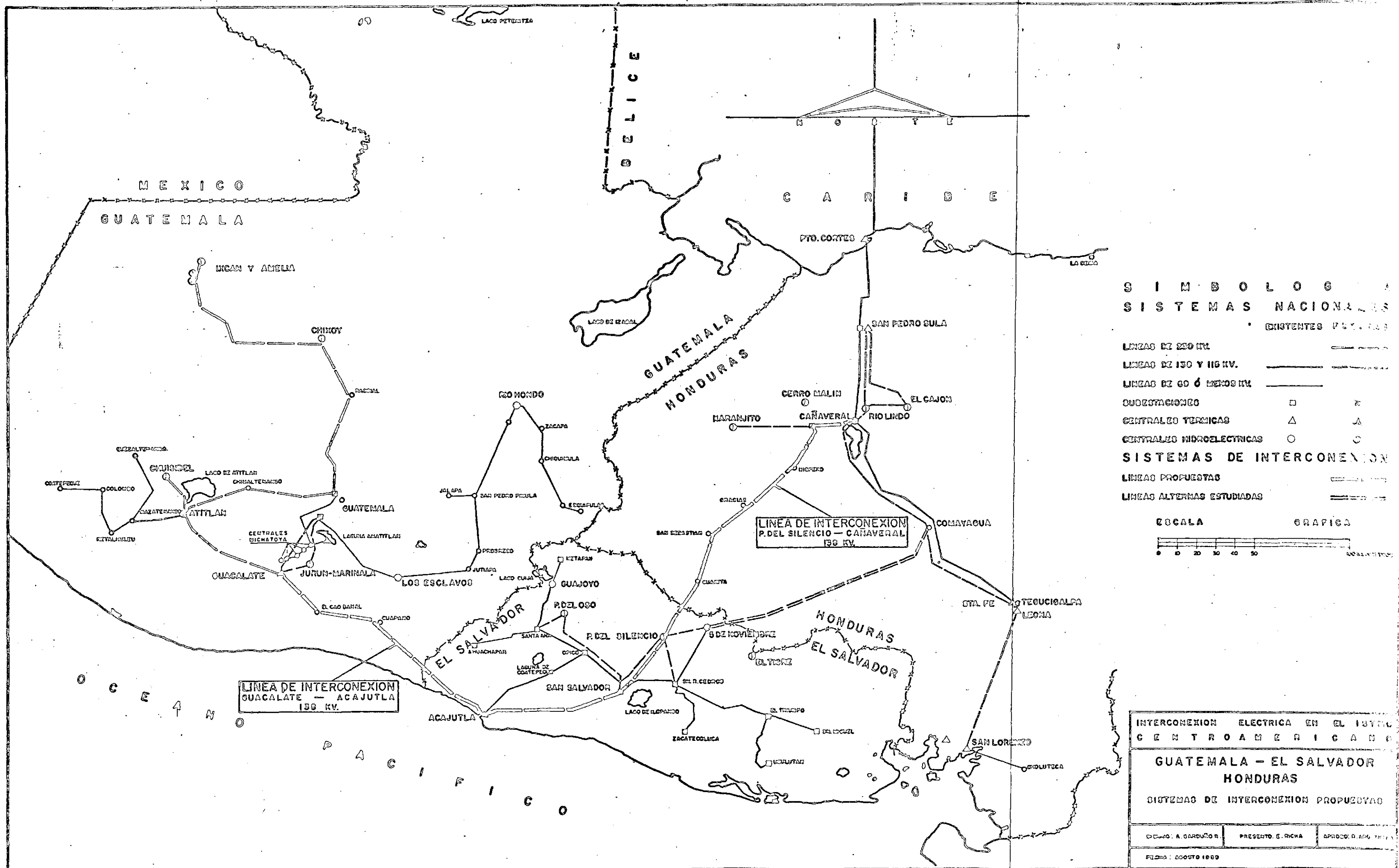


GRÁFICO 10

COSTA RICA-PANAMA. ALTERNATIVAS A-1 Y A-2: COBERTURA DE LA DEMANDA DEL SISTEMA COMBINADO



LAMINAS



S I M B O L O G I A
S I S T E M A S N A C I O N A L E S

EXISTENTES (EXISTING)

LINEAS DE 230 KV. ————

LINEAS DE 150 Y 115 KV. ————

LINEAS DE 60 ó MENOS KV. ————

ESTACIONES (STATIONS) □

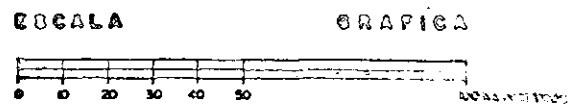
CENTRALES TERMICAS (THERMAL PLANTS) △

CENTRALES HIDROELECTRICAS (HYDROELECTRIC PLANTS) ○

S I S T E M A S D E I N T E R C O N E X I O N

LINEAS PROPUESTAS (PROPOSED LINES) ————

LINEAS ALTERNAS ESTUDIADAS (ALTERNATIVE STUDIED LINES) ————



LINEA DE INTERCONEXION
 GUACALATE — ACAJUTLA
 139 KV.

LINEA DE INTERCONEXION
 P. DEL SILENCIO — CAÑAVERAL
 139 KV.

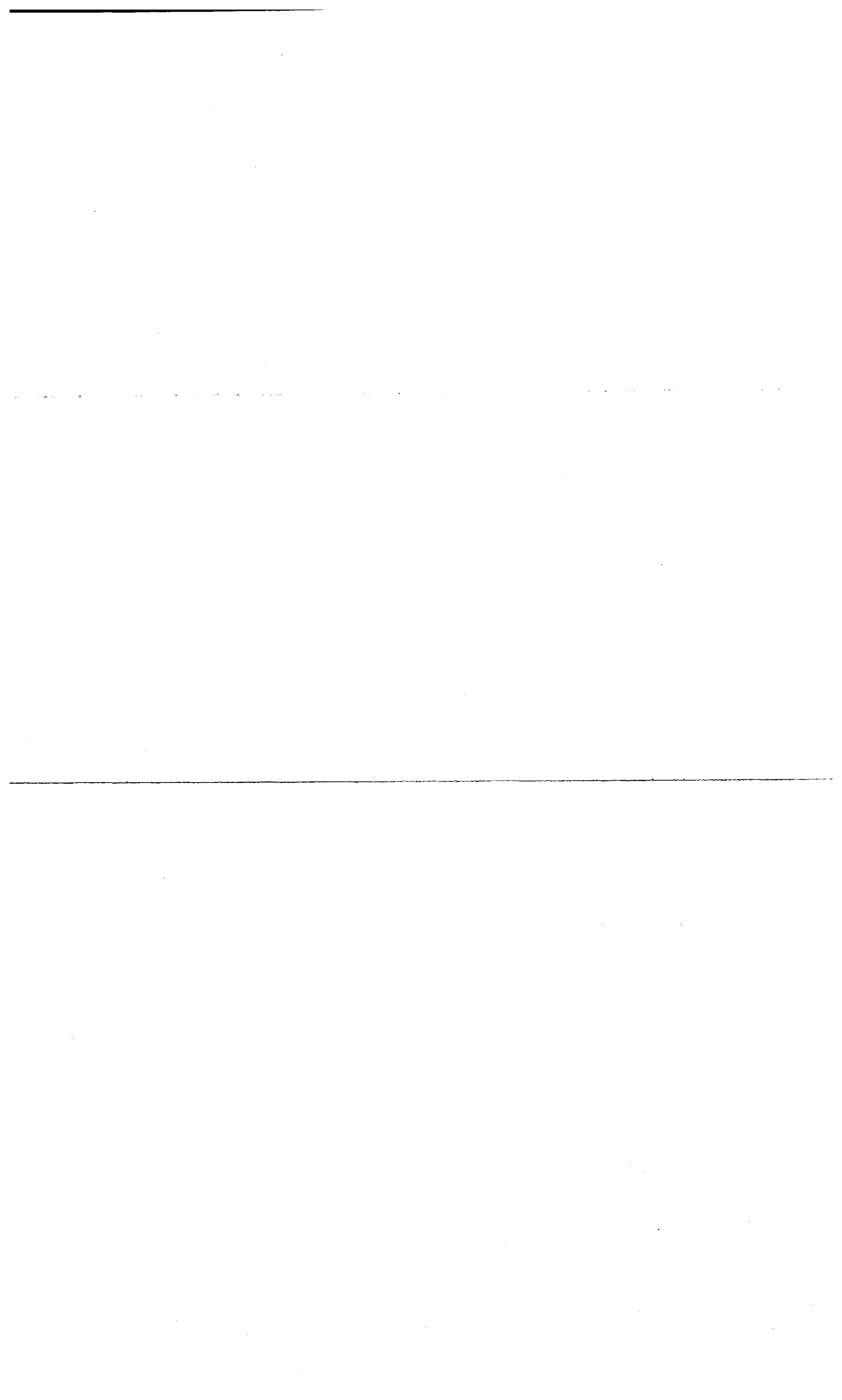
INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

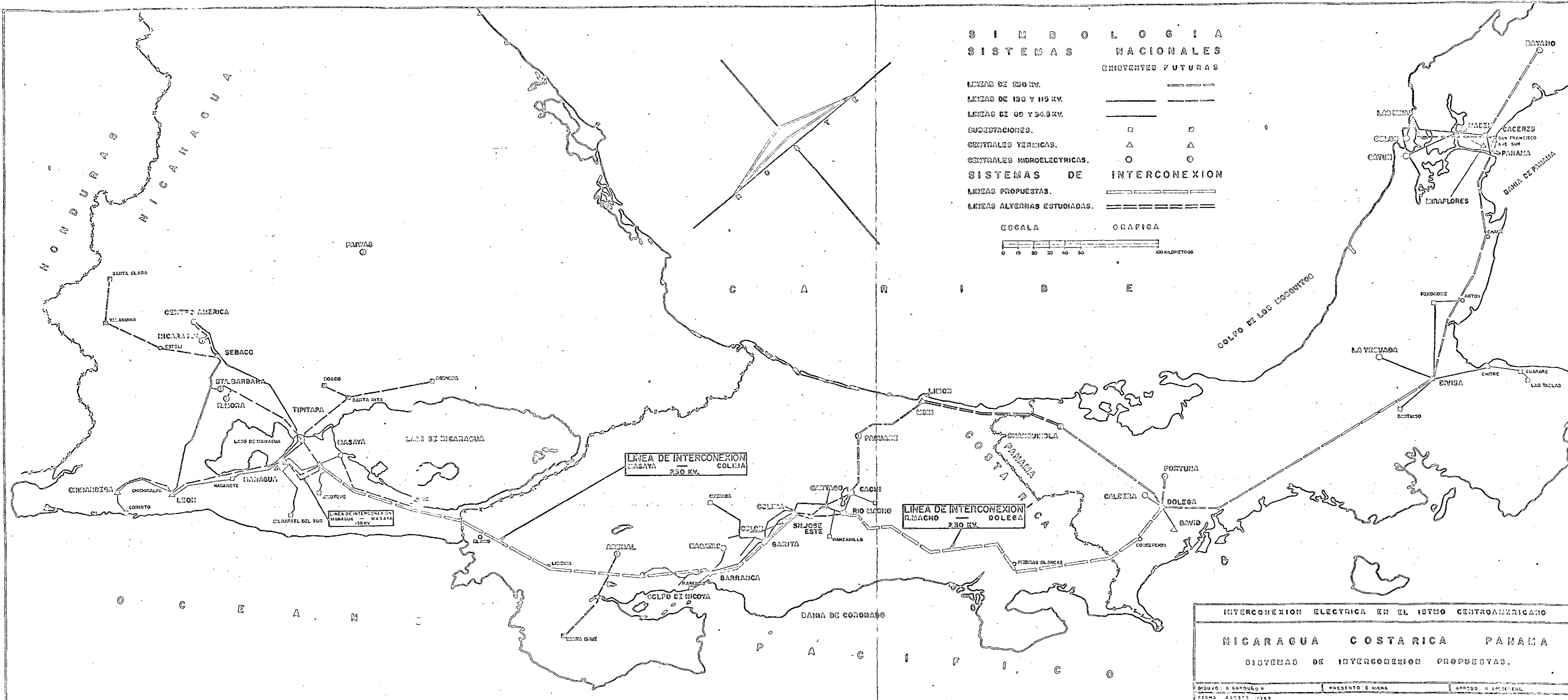
GUATEMALA — EL SALVADOR HONDURAS

SISTEMAS DE INTERCONEXION PROPUESTOS

DISEÑO: A. GARDUÑO R. PRESENTE: G. RCHA APROBADO: A. GARDUÑO R.

FECHA: AGOSTO 1959





S I M B O L O G I A
S I S T E M A S N A C I O N A L E S

EXISTENTES FUTURAS

LINEAS DE 230 KV. ————

LINEAS DE 130 Y 115 KV. ————

LINEAS DE 60 Y 34.5 KV. ————

SUBESTACIONES. □ □

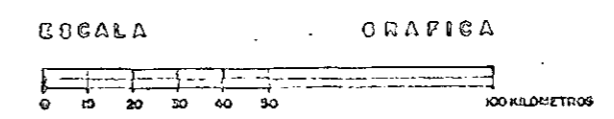
CENTRALES TERMICAS. △ △

CENTRALES HIDROELECTRICAS. ○ ○

S I S T E M A S D E I N T E R C O N E X I O N

LINEAS PROPUESTAS. ————

LINEAS ALTERNAS ESTUDIADAS. ————



LINEA DE INTERCONEXION
MASAYA 230 KV. COLIMA

LINEA DE INTERCONEXION
RIMACHO 230 KV. DOLEGA

LINEA DE INTERCONEXION
MANAGUA - MASAYA 138 KV

INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

NICARAGUA COSTA RICA PANAMA

SISTEMAS DE INTERCONEXION PROPUESTAS.

DISUJO: A. GARIBAY R. PRESENTO: E. RIVERA. APROBADO: D. SANCHEZ.

FECHA: 15/03/73 1983

