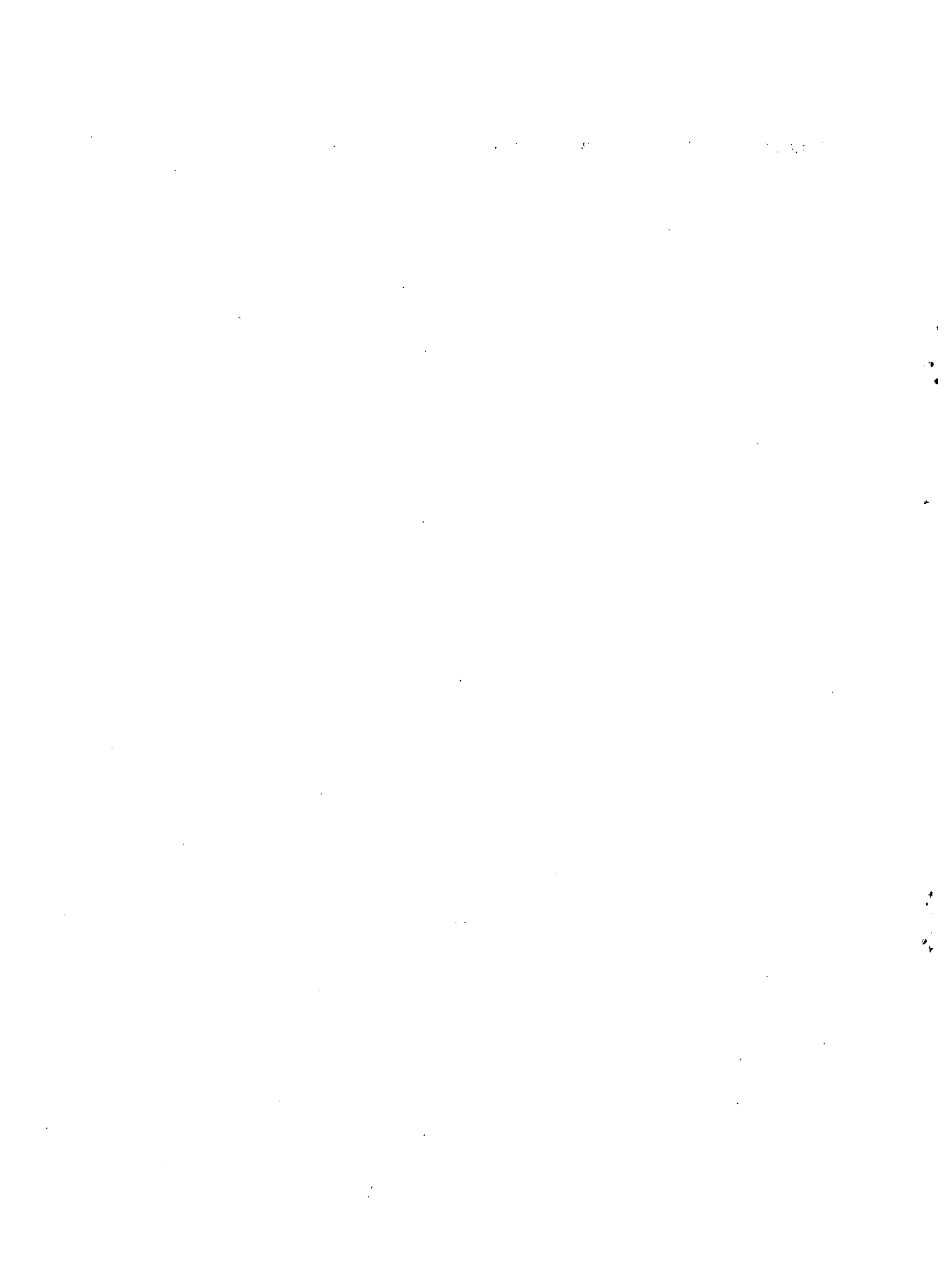


COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

CEPAL/MEX/70/12
21 de julio de 1970

POSIBILIDADES DE INTERCONEXION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE
ALGUNOS PAISES DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Informe preparado para la Sección Centroamericana del Institute of Electrical and Electronic Engineers, por el señor Ernesto Richa, experto de la oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas y miembro de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos de la CEPAL.



INDICE

	<u>Página</u>
I. Introducción	1
II. Antecedentes	2
III. Características de los sistemas nacionales	4
1. Generalidades	4
2. Situación actual	4
3. Proyecciones	7
4. Diversidad de la demanda	7
5. Requerimientos estacionales	9
IV. Recursos para la generación y transmisión de energía eléctrica	10
1. Generalidades	10
2. Potencia instalada, requerimientos y generación de energía	10
3. Costo de combustible	14
V. Posibilidades de interconexión	16
1. Generalidades	16
2. Obras de interconexión	17
3. Interconexión Guatemala-El Salvador	18
4. Interconexión El Salvador-Honduras	22
5. Interconexión Nicaragua-Costa Rica	22
6. Interconexión Costa Rica-Panamá	24
7. Otras interconexiones	25

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico

1	Guatemala. Sistema nacional interconectado: Cobertura de la demanda	29
2	El Salvador. Sistema CEL: Cobertura de la demanda	30
3	Honduras. Sistema nacional interconectado: Cobertura de la demanda	31
4	Nicaragua. Sistema interconectado nacional: Cobertura de la demanda	32
5	Costa Rica. Sistema interconectado nacional: Cobertura de la demanda	33

GráficoPágina

6	Panamá. Sistema nacional interconectado: Cobertura de la demanda	34
7	Costa Rica. Sistema nacional interconectado: Curva de duración en la demanda, operación de las centrales y excesos de energía hidro	35
8	Nicaragua. Sistema interconectado nacional: Curva de duración de la demanda y operación de las centrales en el sistema combinado Nicaragua- Costa Rica, alternativa A-1	36

Lámina

1	Guatemala-El Salvador-Honduras: Sistemas de interconexión propuestos
2	Nicaragua-Costa Rica-Panamá: Sistemas de interconexión propuestos

I. INTRODUCCION

Se resumen en este documento los estudios llevados a cabo en el Istmo Centroamericano sobre la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales y sobre el desarrollo combinado de los mismos con énfasis especial en los más recientes, con el objeto de lograr la utilización más eficiente posible de recursos disponibles para generar electricidad entre los que ocupan los hidráulicos lugar destacado. La magnitud que han alcanzado los mercados nacionales de energía eléctrica de los seis países del Istmo y las características de sus fuentes de producción, presentan interesantes posibilidades para su desarrollo combinado; hacen factible que en unos países se aprovechen excedentes de energía hidráulica que no se utilizan en otros; permiten reducir la capacidad de reserva que deben mantener los sistemas independientes; sustituir energía térmica de alto costo de ciertos sistemas por energía de menor costo de otros, etc.

En los estudios realizados han colaborado instituciones regionales y los organismos nacionales de electrificación, así como gobiernos amigos como México, Suiza y Suecia a través del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos, organismo del Comité de Cooperación Económica de las Naciones Unidas.

II. ANTECEDENTES

Los organismos nacionales y regionales que tienen relación con los programas de desarrollo eléctrico en el Istmo Centroamericano, vienen concediendo especial atención, desde hace varios años, a la interconexión de los sistemas eléctricos en el Istmo Centroamericano.

Durante la primera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (integrado por representantes de las principales empresas y los organismos de electrificación de los seis países del área) celebrada en 1959, se analizaron los beneficios básicos que podrían obtenerse del uso conjunto de los recursos y de la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales. En aquella ocasión se consideraron como primeras posibilidades de desarrollo eléctrico combinado las de Honduras-El Salvador y Costa Rica-Panamá (región fronteriza).

En su segunda reunión, mayo de 1963, el Subcomité examinó los estudios realizados sobre estas dos posibilidades de interconexión, que preparó la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos de la CEPAL y un documento elaborado por la Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica Centroamericana (SIECA) sobre la interconexión de las redes eléctricas del Istmo. En esa ocasión el Subcomité señaló la interconexión de Nicaragua y Costa Rica como una tercera posibilidad.

Estos tres proyectos de interconexión fueron objeto de estudio entre 1964 y 1966 por grupos de trabajo integrados por representantes de los institutos nacionales de electrificación de los países interesados. En ninguno de los casos se ha llegado a decisiones finales más que nada debido a la falta de programas de desarrollo a largo plazo de los sistemas nacionales y a la carencia de instrumentos legales de carácter general para normar el desarrollo de los programas de interconexión eléctrica entre países, así como para facilitar las negociaciones y acuerdos a que podría llegarse al nivel de empresas públicas y privadas.

/Por su

Por su parte, la SIECA convocó en julio de 1967 a una Primera Reunión de altos funcionarios de organismos de Electrificación del Istmo Centroamericano, en la que se decidió encomendar a un grupo regional el examen sistemático de los problemas relacionados con la integración eléctrica, y señalarle, como una de sus principales tareas, la preparación de los términos de referencia para los estudios que deberían realizarse con miras al desarrollo de un plan regional de interconexión y al desarrollo combinado de los sistemas eléctricos nacionales. La SIECA, a su vez, quedó encargada de elaborar un proyecto de convenio sobre intercambio, compra y venta de potencia y energía eléctrica. Durante la primera reunión de dicho grupo, constituido como Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica del Subcomité de Electrificación y Recursos Hidráulicos, celebrada en 1968, se solicitó de la secretaría de la CEPAL que, con la colaboración de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, la SIECA y el Banco Centroamericano de Integración Económica preparase un estudio general de interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano, poniendo énfasis en las posibilidades de interconexión que se podrían llevar a cabo con base en programas de adiciones de generación-transmisión ya adoptados por las empresas. En el presente trabajo se resumen los resultados de ese estudio en el cual se evaluaron las posibilidades de interconexión de los sistemas de Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá. Durante la misma reunión, el Grupo de Trabajo aprobó además los lineamientos para un convenio general sobre intercambio, compra y venta de energía eléctricas, y recomendó a los gobiernos la suscripción del mismo.

III. CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS NACIONALES

1. Generalidades

En el Istmo Centroamericano los seis países que lo constituyen explotan sus propios sistemas independientes, en algunos casos todavía no integrados sobre una base de alcance nacional; pero en todos ellos existe un sistema central interconectado que abarca las zonas de mayor importancia económica y representa un porcentaje alto de la generación total del país. Son estos sistemas interconectados los que presentan mayores perspectivas de integración para obtener un mejor aprovechamiento de sus recursos.

2. Situación actual

El mayor de los sistemas interconectados nacionales, en cuanto a generación y demanda de potencia, es el de Panamá; incluye las ciudades de Panamá y Colón y la Zona del Canal. En 1968 la generación neta de energía fue de 1 047 GWh y la demanda máxima de 180 MW, que representaban aproximadamente el 30 por ciento del total del Istmo Centroamericano. Siguen en orden de importancia Costa Rica, con un 23 por ciento aproximadamente del total; Guatemala y El Salvador, cada uno con entre el 14 y el 15 por ciento de la generación total del área; Nicaragua, con 11 por ciento y, finalmente, Honduras con 6 por ciento. Debe señalarse que durante el período 1960-69 la generación de energía eléctrica en estos sistemas ha experimentado una alta tasa de crecimiento, 11.6 por ciento como promedio para toda el área. Los mercados menores de Honduras y Nicaragua registraron aumentos promedios anuales de 18.5 y 17.4 por ciento respectivamente. La tasa de crecimiento menor correspondió a Costa Rica (8.2 por ciento) circunstancia comprensible por tratarse del sistema con el índice de electrificación mayor. (Véanse los cuadros 1 y 2.)

Cuadro 1

CENTROAMERICA Y PANAMA. GENERACION NETA Y DEMANDA MAXIMA EN
LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES, 1968

	Generación neta		Demanda máxima	
	GWh	Porcentaje	MW	Porcentaje
Centroamérica y Panamá	3 308	100.0	634 ^{a/}	100.0
Guatemala	462	14.0	94	14.8
El Salvador	490	14.8	105	16.6
Honduras	192	5.8	38	6.0
Nicaragua	379	11.5	69	10.9
Costa Rica	738	22.3	148	23.3
Panamá	1 047	31.6	180	28.4

^{a/} Demanda total no coincidente.

Cuadro 2

CENTROAMERICA Y PANAMA; DATOS HISTORICOS DE REQUERIMIENTOS DE ENERGIA Y POTENCIA EN LAS CENTRALES GENERADORAS DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS NACIONALES, 1960-69

Pais	Unidad	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	Tasa de crecimiento 1960-69 (por ciento)
Guatemala												
Energía	GWh	185	211	239	274	306	361	407	436	462	517	12.1
Demanda máxima	MW	41	46	51	57	66	76	86	88	94	105	11.0
Factor de carga	Por ciento	51.7	52.5	53.5	54.9	53.0	54.2	54.0	56.8	56.1	56.2	-
El Salvador												
Energía	GWh	190	210	241	269	303	346	401	444	490	573	13.1
Demanda máxima	MW	44	49	56	62	67	73	86	95	105	109	10.6
Factor de carga	Por ciento	49.4	49.2	49.5	49.7	51.6	54.1	53.5	54.0	53.3	60.0	-
Honduras												
Energía	GWh	49 ^{a/}	55 ^{a/}	63 ^{a/}	75 ^{a/}	79	103	132	154	192	226	18.5
Demanda máxima	MW	10 ^{a/}	11 ^{a/}	13 ^{a/}	14 ^{a/}	15	20	24	30	38	45	18.2
Factor de carga	Por ciento	56.0	57.1	55.2	61.1	58.8	58.8	62.5	58.6	58.3	58.0	-
Nicaragua												
Energía	GWh	104	118	139	167	198	230	269	316	379	438	17.4
Demanda máxima	MW	22	25	29	34	38	45	56	63	69	78	15.1
Factor de carga	Por ciento	54.0	54.0	54.9	56.1	59.8	58.5	55.0	57.3	62.2	64.1	-
Costa Rica												
Energía	GWh	393	424	447	484	538	575	614	668	738	798	8.2
Demanda máxima	MW	93	97	103	114	118	133	136	145	148	168	6.8
Factor de carga	Por ciento	48.5	49.9	49.5	48.5	52.0	49.3	51.5	52.5	56.9	54.2	-
Panamá												
Energía	GWh	458	511	541	634	715	798	857	992	1 047	...	10.9 ^{b/}
Demanda máxima	MW ^{b/}	82 ^{a/}	91	98	116	127	144	154	171	180	...	10.3 ^{b/}
Factor de carga	Por ciento	63.9	64.1	63.1	62.7	64.1	63.1	63.3	66.0	66.4	...	-

a/ Estimado por CEPAL.

b/ Para el período 1960-68.

3. Proyecciones

Para evaluar en forma técnica y económica las posibles interconexiones entre sistemas nacionales, se han adoptado las proyecciones de requerimientos de energía y demanda de potencia preparadas por los organismos nacionales de electrificación para el período 1970-85. (Véase el cuadro 3) Señalan dichas proyecciones que los dos mercados mayores, los de Costa Rica y Panamá, crecerán a una tasa promedio de 8.0 y 8.7 respectivamente, mientras los otros cuatro sistemas tendrán un crecimiento superior al 11 por ciento. Se estima que la energía total generada en la región experimentará un aumento promedio anual de 10.3 por ciento (de 4 215 GWh en 1970 a 18 311 GWh en 1985) y que la demanda máxima total aumentará de 821 MW en 1970 a 3 581 MW en 1985.

4. Diversidad de la demanda

Una de las ventajas de la interconexión de los sistemas eléctricos se deriva del hecho de que las demandas máximas no ocurran simultáneamente en todos los países y, por lo tanto, de que la carga de pico del sistema combinado resulte menor que la suma de las cargas máximas de cada una de las redes individuales. El hecho es especialmente cierto en regiones donde existen diferencias de horario oficial y solar entre los distintos sectores, cuando el clima varía marcadamente con la latitud, o cuando las actividades principales de los consumidores cambian de una parte a otra de la región. Con el fin de verificar el grado de diversidad de la demanda en los seis sistemas, se han analizado las variaciones horarias en días típicos y en el de máxima demanda anual, así como las variaciones mensuales de los requerimientos de energía y potencia. Los resultados han indicado que existe la suficiente diversidad para permitir una reducción pequeña de las respectivas potencias instaladas cuando se interconecten los sistemas. Debido a que la información básica utilizada ha cubierto un período relativamente corto y teniendo presente que las características de los mercados pueden variar en el futuro, se ha considerado conservadoramente, para los efectos del estudio, que no existe diversidad entre las demandas de los sistemas.

Cuadro 3

CENTROAMÉRICA Y PANAMÁ: PROYECCION DE LOS REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGIA Y POTENCIA EN LOS SISTEMAS NACIONALES, 1970-85

País	Unidad	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Tasa de crecimiento 1970-85 (porcentaje)
Centroamérica y Panamá																		
Energía	GWh	4 215	4 687	5 162	5 752	6 427	7 108	7 802	8 797	9 660	10 563	11 584	12 669	13 832	15 192	16 631	18 311	10.3
Demanda máxima	Mw	821	909	1 001	1 117	1 250	1 384	1 514	1 719	1 883	2 055	2 253	2 466	2 698	2 963	3 246	3 581	10.3
Factor de carga	Porcentaje	58.6	58.8	58.8	58.9	58.7	58.5	58.8	58.5	58.5	58.7	58.5	58.5	58.5	58.5	58.5	58.5	-
Guatemala																		
Energía	GWh	620	729	824	923	1 096	1 224	1 366	1 526	1 703	1 903	2 126	2 374	2 653	2 954	3 311	3 701	12.6
Demanda máxima	MW	134	152	173	194	232	260	290	324	360	402	449	501	559	626	703	780	12.5
Factor de carga	Porcentaje	52.8	54.8	54.4	54.3	53.9	53.8	53.8	53.8	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	53.8	53.8	53.2	-
El Salvador																		
Energía	GWh	624	684	766	858	961	1 076	1 206	1 350	1 513	1 687	1 881	2 097	2 338	2 607	2 907	3 241	11.6
Demanda máxima	MW	132	143	160	179	200	224	251	282	315	351	391	436	487	543	605	675	11.5
Factor de carga	Porcentaje	54.2	54.5	54.7	54.7	54.8	54.8	54.8	54.8	54.8	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	54.9	55.0	-
Honduras																		
Energía	GWh	275	328	370	479	585	657	728	796	855	922	990	1 075	1 170	1 270	1 380	1 500	12.0
Demanda máxima	MW	54	65	74	98	121	136	150	165	177	190	204	220	240	260	282	306	12.3
Factor de carga	Porcentaje	58.0	58.0	57.5	55.8	55.2	55.1	55.4	55.1	55.1	55.4	55.4	55.6	55.6	55.8	55.8	55.9	-
Nicaragua																		
Energía	GWh	500	560	635	715	790	890	995	1 100	1 250	1 370	1 500	1 660	1 830	2 020	2 220	2 490	11.3
Demanda máxima	MW	96	109	122	137	152	171	189	211	239	262	286	317	346	380	418	470	11.2
Factor de carga	Porcentaje	59.6	58.7	59.4	59.4	59.4	59.4	60.1	59.5	59.5	59.6	59.6	59.8	60.3	60.6	60.6	60.5	-
Costa Rica																		
Energía	GWh	838	921	994	1 084	1 170	1 297	1 386	1 485	1 592	1 707	1 862	1 998	2 146	2 306	2 437	2 660	8.0
Demanda máxima	MW	180	196	209	226	242	266	281	299	318	338	365	388	413	439	464	506	7.1
Factor de carga	Porcentaje	53.2	53.7	54.2	54.7	55.2	55.6	56.3	56.7	57.2	57.7	58.2	58.7	59.3	60.0	60.0	60.0	-
Panamá																		
Energía	GWh	1 358	1 465	1 573	1 693	1 825	1 964	2 121	2 540	2 747	2 974	3 225	3 465	3 695	4 035	4 376	4 719	8.7
Demanda máxima	MW	225	244	263	283	303	327	353	438	474	512	558	604	653	715	774	844	9.2
Factor de carga	Porcentaje	68.7	68.5	68.3	68.3	68.7	68.5	68.7	66.1	66.1	66.1	66.0	65.6	64.5	64.4	64.5	64.0	-

5. Requerimientos estacionales

Los recursos hidroeléctricos constituyen la principal fuente de energía en Centroamérica, con excedentes durante la estación lluviosa que podrían exportarse de un sistema a otro en sustitución de energía de mayor costo. Por ese motivo es conveniente hacer un análisis estacional de los requerimientos de cada sistema, de la operación más eficiente de sus centrales generadoras y de la energía y potencia de que podrían disponer para el intercambio. Como base para este análisis se han preparado diagramas estacionales de duración de carga para cada sistema a base de las proyecciones de la demanda máxima y de los requerimientos anuales de energía (véase nuevamente el cuadro 3) y tomando en cuenta las variaciones mensuales a que se ha hecho referencia anteriormente.

En Costa Rica, país en el que las variaciones mensuales de la demanda son relativamente pequeñas, la forma de la curva de duración es la misma para las estaciones seca y lluviosa, pero sufre variaciones en el período estudiado (1970-85) puesto que las proyecciones de la demanda y energía presumen que el factor de carga del sistema aumentará aproximadamente 1 por ciento por año. En este caso se utilizaron dos curvas, una para el período 1973-78 y otro para el de 1979-85. Para Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua, donde las variaciones mensuales de la demanda se estima que son mayores y se prevé que el factor de carga no sufrirá variaciones de importancia, se consideró que las curvas de duración estacionales diferirían entre sí pero que cada una de ellas mantendría su forma durante el período 1973-85. Para el sistema de Panamá hubo necesidad de preparar diagramas de duración para cada estación para el período 1973-78 y el de 1978-85.

IV. RECURSOS PARA LA GENERACION Y TRASMISION DE ENERGIA ELECTRICA

1. Generalidades

Las características de producción y de costos de las centrales hidroeléctricas y térmicas existentes y programadas en los sistemas nacionales constituyen, con las características de sus mercados (capítulo I), la información básica fundamental para el análisis de las posibilidades de interconexión. Por ese motivo la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, con la colaboración de varios ingenieros centroamericanos y mexicanos, ha realizado estudios sobre características de producción y costos de centrales hidroeléctricas^{1/} y de centrales térmicas.^{2/} En los mismos se han tenido presentes las centrales existentes y las incluidas en los programas nacionales de adiciones en generación. En el caso de las centrales hidroeléctricas, se ha considerado conveniente unificar los criterios para la estimación de costos en los seis países, tomando en cuenta las diferencias que puedan existir entre ellos en lo que se refiere a precios de la mano de obra y otros factores. En el estudio correspondiente^{3/} se tomó como base la experiencia de Centroamérica y de México.

2. Potencia instalada, requerimientos y generación de energía

La situación de los sistemas nacionales de los seis países en cuanto a capacidad instalada, demanda máxima y reserva, a fines de 1969 y de 1982, se recoge en el cuadro 4. (Véanse gráficos del 1 al 6 al final del informe.)

La capacidad total instalada en la región se estima que aumentará de 907 MW en 1969 a 3 245 MW en 1982, es decir 3.6 veces durante un período de 13 años, 10.3 por ciento anual. Las inversiones necesarias para llevar a cabo un programa de esta naturaleza requieren la más detenida planificación

1/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Características de centrales hidroeléctricas (CEPAL/MEX/69/21).

2/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Características de centrales térmicas (CEPAL/MEX/69/3).

3/ Estudios de costos de proyectos hidroeléctricos en el Istmo Centroamericano (CEPAL/MEX/ pendiente de publicación).

Cuadro 4

GENTROAMERICA Y PANAMA: POTENCIA INSTALADA, DEMANDA MAXIMA
Y RESERVA EN LOS SISTEMAS NACIONALES, 1969 Y 1982

(MW)

	Total	Guatemala	El Sal- vador	Honduras	Nica- ragua	Costa Rica	Panamá
	<u>1969</u>						
Potencia instalada	<u>907</u>	<u>159</u>	<u>184</u>	<u>50</u>	<u>104</u>	<u>197</u>	<u>213</u>
Hidro	463	83	109	30	50	167	24
Térmica	444	76	75	20	54	30	189
Demanda máxima	704	105	109	45	78	168	199
Reserva	203	54	75	5	26	29	14
	<u>1982</u>						
Potencia instalada	<u>3 245</u>	<u>682</u>	<u>571</u>	<u>300</u>	<u>390</u>	<u>487</u>	<u>815</u>
Hidro	1 970	465	298	190	170	377	470
Térmica	1 275	217	273	110	220	110	345
Demanda máxima	2 598	559	487	240	346	413	653
Reserva	647	123	84	60	144	74	162

/para que

para que pueda obtenerse el mejor aprovechamiento posible de los recursos naturales. El 51 por ciento de la potencia instalada en 1969 es hidroeléctrica, y en 1982 habrá de incrementarse al 61 por ciento del total.

Si se analiza la producción de energía en estos sistemas en el período 1973-82^{4/}, de acuerdo con la operación mas eficiente de los proyectos existentes y programados, y se la compara con la disponibilidad en los mismos, puede obtenerse una idea de las posibilidades de intercambio de energía entre uno y otro sistema para aprovechar mejor las instalaciones. En el cuadro 5 la disponibilidad de energía en los proyectos hidroeléctricos corresponde al año hidrológico promedio, y la de las unidades termoeléctricas en los siguientes factores de planta anuales:

Turbinas de vapor:	85 por ciento (7 500 horas por año)
Unidades diesel:	80 por ciento (7 000 horas por año)
Turbinas de gas:	45 por ciento (4 000 horas por año)

El programa de El Salvador incluye para 1972 una unidad geotérmica de 33 MW, que se estima operará 8 000 horas al año, con una producción anual de 2 640 GWh.

En el caso de Guatemala el suministro de energía de centrales hidroeléctricas es mayor que la disponibilidad en años promedios porque se contempla una disminución en el nivel del lago Atitlán (aproximadamente de 2.5 m) durante los primeros siete años de operación del proyecto, según datos del plan de operaciones proporcionado por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

La potencia instalada y la producción de energía durante el período indican que mientras el sistema de Costa Rica es predominantemente hidráulico, con grandes excedentes de energía (400 GWh por año aproximadamente, en promedio), los sistemas vecinos de Nicaragua y Panamá deben generar grandes cantidades de energía en centrales térmicas. La interconexión de Costa Rica con uno de estos dos sistemas permitiría reemplazar energía térmica de alto costo por energía hidroeléctrica excedente, cuyo costo marginal es prácticamente nulo.

^{4/} Se consideró para propósitos del estudio que las interconexiones podrían iniciarse en junio de 1973.

Cuadro 5

CENTROAMERICA Y PANAMA: REQUERIMIENTOS, GENERACION Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA EN LOS SISTEMAS NACIONALES, 1973-82

(GWh)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Requerimientos	<u>94 233</u>	<u>16 709</u>	<u>14 832</u>	<u>8 184</u>	<u>12 227</u>	<u>15 823</u>	<u>26 462</u>
Generación							
Hidro	59 893	10 566 ^{a/}	9 090	6 919	4 670	15 457	13 191
Térmica	34 340	6 139 ^{b/}	5 742 ^{c/}	1 265	7 557	366	13 271
Disponibilidad	<u>119 724</u>	<u>17 653</u>	<u>18 858</u>	<u>12 772</u>	<u>15 016</u>	<u>23 866</u>	<u>31 559</u>
Hidro	64 465	10 188 ^{a/}	9 536	7 442	4 670	19 438	13 191
Térmica	55 259	7 465	9 322 ^{c/}	5 330	10 346	4 428	18 368
Energía no utilizada	<u>25 869</u>	<u>1 326</u>	<u>4 026</u>	<u>4 588</u>	<u>2 789</u>	<u>8 043</u>	<u>5 097</u>
Hidro	4 950	-	446	523	-	3 981	-
Térmica	20 919	1 326	3 580	4 065	2 789	4 062	5 097

^{a/} La energía generada es mayor por 378 GWh que la disponibilidad en años promedio porque se baja el nivel del lago Atitlán durante los primeros años de operación.

^{b/} Incluye 903 GWh de generación en turbinas de gas y unidades diesel.

^{c/} Incluye 2 640 GWh de centrales geotérmicas.

De los tres sistemas de la zona norte del Istmo posee Honduras proyectos hidroeléctricos de gran capacidad cuyo desarrollo solo está limitado por el mercado nacional; pero en una interconexión con los países vecinos, los recursos disponibles de Honduras podrían aprovecharse más eficientemente.

Aunque la producción de energía hidroeléctrica habrá de superar en Guatemala a la térmica durante el período 1973-82, parte de esta última será generada en turbinas de gas y unidades diesel con un alto costo unitario. Esta energía podría ser sustituida por energía de centrales de vapor de El Salvador, donde el costo del combustible es menor como se verá más adelante. Además, el proyecto de Atitlán con su gran capacidad de regulación, ofrece magníficas oportunidades para su operación combinada con los proyectos de El Salvador.

En el capítulo siguiente se analiza con más detalle cada una de estas posibilidades de interconexión.

3. Costo de combustible

El costo del combustible es otro de los factores que se deben tomar en cuenta al estudiar las posibilidades de interconexión de los sistemas eléctricos. En el caso del Istmo Centroamericano existen diferencias marcadas entre unos países y otros que afectan al costo de producción de la energía. El costo del aceite residual (Bunker C) que es el que consumen principalmente las empresas eléctricas, oscila entre 1.67 dólares por barril en el puerto de Acajutla, en El Salvador, y 2.60 dólares en la central de La Laguna en Guatemala.

Para los efectos del estudio de que se trata se adoptó un precio uniforme de 2.00 en puerto, salvo para Panamá, donde se consideró que habría de mantenerse el precio actual de 1.90 por barril. A dicho precio se le agregó el del transporte hasta la central respectiva, por las vías disponibles: oleoducto, ferrocarril o carretera. (Véase el cuadro 6.) Los precios estimados en esta forma proporcionan un margen de seguridad a los resultados económicos del estudio, al ser más bajos que los actuales para los países importadores, (Guatemala, Nicaragua) y más alto para los exportadores de energía térmica (El Salvador).

Cuadro 6

CENTROAMERICA Y PANAMA: PRECIOS ACTUALES Y ESTIMADOS DE
COMBUSTIBLE PARA CENTRALES GENERADORAS

País y Central	Precio actual (dólares por barril) ^{a/}		Precio estimado (dólares por barril) ^{a/}	
	Bunker C	Diesel	Bunker C	Diesel
<u>Guatemala</u>				
La Laguna	2.60	3.66	2.39	3.55
Guacalate	-	3.80	2.10	3.39
<u>El Salvador</u>				
Acajutla	1.67	...	2.00	3.20
Agua Caliente	...	-	2.13	-
<u>Honduras</u>				
Puerto Cortés	-	4.51	-	3.20
San Pedro	-	4.51	-	3.88
Tegucigalpa	-	6.40	-	4.01
<u>Nicaragua</u>				
Managua	2.56 ^{b/}	4.29	2.25	3.28
Chinandega	-	4.91	-	3.90
Masaya	-	-	-	3.90
<u>Costa Rica</u>				
Moín	2.48	4.18	2.03	-
Colima	3.05	4.80	2.60	-
San Antonio	3.05	4.80	2.60	-
<u>Panamá</u>				
Las Minas, Panamá, Colón y Zona del Canal	1.90	3.50	1.90	3.00

^{a/} Barril de 42 galones.^{b/} Primeros 200 000 barriles; cantidades adicionales a 2.51 dólares por barril.

V. POSIBILIDADES DE INTERCONEXION

1. Generalidades

Los beneficios que pueden obtenerse de la interconexión de dos sistemas eléctricos independientes, están en relación inversa con el grado de autonomía que se desee conservar para cada uno de ellos. Las interconexiones pueden efectuarse a base de simples intercambios de energía y aprovechamiento de reservas conjuntas, o de una de las dos cosas, sin alterar en lo fundamental los programas de desarrollo independiente de cada sistema. Modalidades más avanzadas de interconexión se basan en la planificación conjunta de los sistemas sobre bases subregionales o regionales y, finalmente, en el desarrollo y el aprovechamiento de proyectos multinacionales.

Teniendo en cuenta las recomendaciones que formuló el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica durante su primera reunión, en el estudio elaborado por la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, se consideraron dos alternativas básicas para cada posible interconexión, una en la que se analizó la operación de los sistemas combinados sin alterar los programas nacionales de adiciones, caso en el que los beneficios de la interconexión se derivan exclusivamente de la sustitución de energía de mayor costo de un sistema por energía hidráulica secundaria o térmica de menor costo del otro sistema; otra en la que se analizaron ciertas variaciones de los programas nacionales para lograr ahorros aplazando la instalación de ciertas centrales generadoras en los sistemas que se podían interconectar, a base de que siguieran conservando su autonomía, pero tuviesen que compartir sus reservas.

Se examinaron también importantes modificaciones que podrían hacerse a los proyectos hidroeléctricos futuros para mejorar su aprovechamiento una vez interconectados los sistemas.

En estas páginas se recogen las alternativas que se basan en el simple intercambio de energía y sólo se alude brevemente a las demás, que pueden

conocerse con más detalle en los estudios que, sobre el tema, ha publicado la CEPAL.^{5/ 6/}

Para establecer los intercambios de energía entre los sistemas interconectados propuestos, se determinó primero la operación más eficiente de cada sistema nacional con base en las curvas de duración estacionales y las características de sus centrales. De esta manera se calcularon por una parte los excedentes de energía y la potencia disponible en un sistema para su transmisión a sistemas vecinos y por la otra, la capacidad del mismo para utilizar ventajosamente energía foránea. Los gráficos 7 y 8 representan una ilustración del método empleado en el caso de Nicaragua-Costa Rica.

2. Obras de interconexión

Se han estudiado diferentes alternativas de obras de transmisión para las interconexiones consideradas para 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 a base de un factor de potencia unitario en el punto de recibo. Este factor se considera que puede obtenerse mediante adiciones o mejoras que se hagan a los programas nacionales o recurriendo a una adecuada generación de reactivos en las plantas más próximas a los puntos de recibo. En algunos casos se incluyó la compensación en serie para obtener la capacidad de transporte asignada a cada línea.

En el cuadro 7 se resumen las características, inversión y costos de operación y mantenimiento de las líneas consideradas para cada uno de los sistemas combinados en estudio. En las inversiones se incluyeron las sumas

5/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Evaluación de interconexiones para sistemas eléctricos combinados. Guatemala-El Salvador El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá (CEPAL/MEX/69/20).

6/ Alternativas de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica (GRIE/GT-N-CR/II/2; TAO/LAT/103).

necesarias 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 figura 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.

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 estudiadas.

En las láminas 1 y 2 se indican las líneas de interconexión 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.

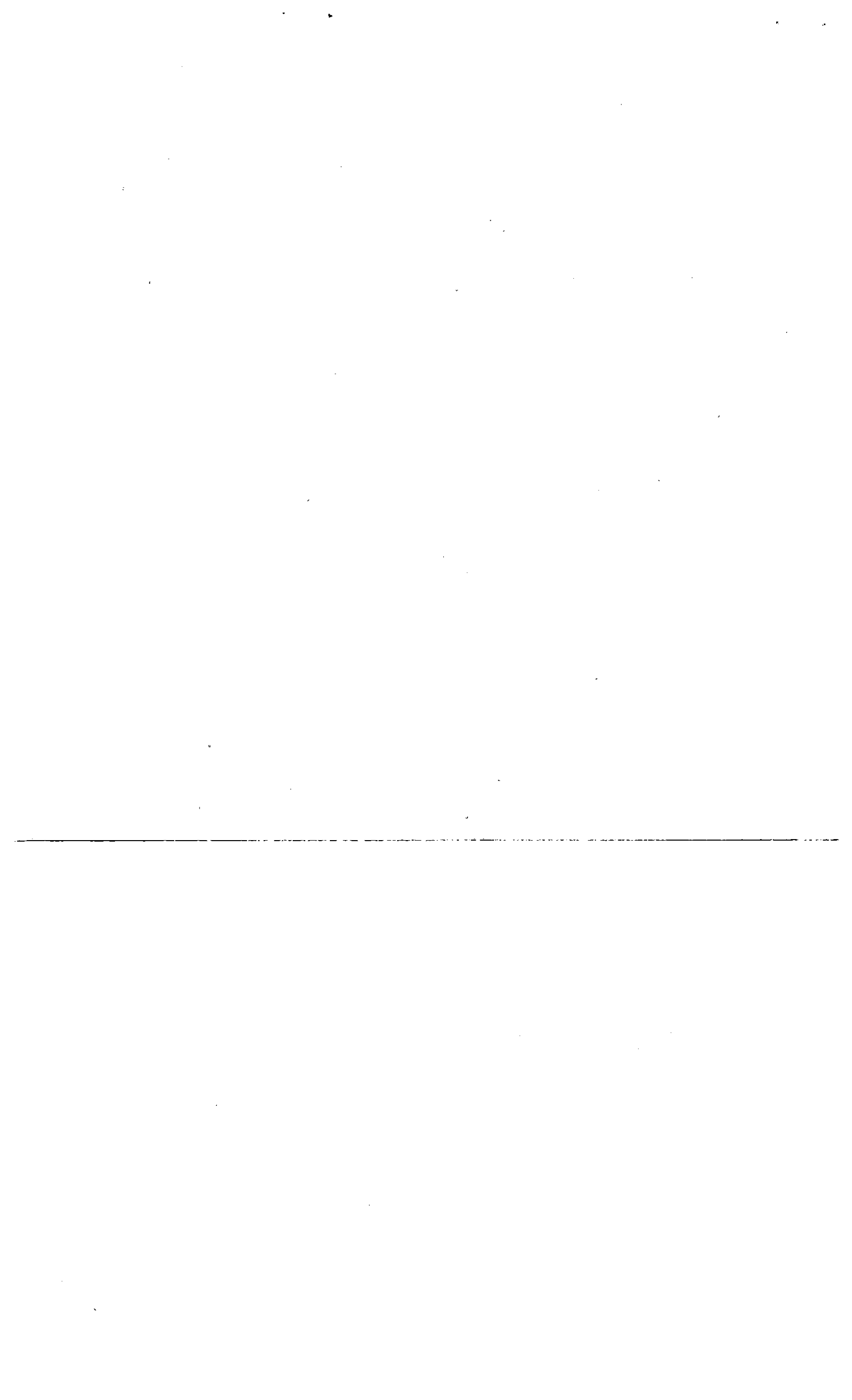
3. Interconexión Guatemala-El Salvador

La interconexión entre Guatemala y El Salvador tendría como objetivo de 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. La generación de energía en el sistema combinado comparada con la de los sistemas independientes sería la siguiente (en miles de GWh):

Período 1973-82	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	Guatemala	El Salvador	Guatemala	El Salvador
Requerimientos	16.7	14.8	16.7	14.8
Generación	16.7	14.8	15.8	15.7
Hidro	10.6	9.1	10.6	9.1
Vapor	5.2	5.7	5.2	6.6
Gas y diesel	0.9	-	-	-

Solución (adorno)	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 d/	Subestaciones terminales e/	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).



La interconexión proyectada permitiría sustituir unos 900 GWh de generación de alto costo (gas y diesel) de Guatemala, por energía a vapor de costo menor de El Salvador. El flujo de energía de El Salvador a Guatemala sería mayor durante el período 1973-77, con una potencia máxima de 67 MW. Para ello se propone una línea de 138 kV, de un circuito con conductor ACSR de 477 MCM, de Acajutla en El Salvador a Guacalate o a la subestación de Guatemala Sur en Guatemala; con una inversión total estimada en 2.2 millones de dólares, y un costo anual de operación y mantenimiento de 57 000 dólares. Si se toma en cuenta que, a base de los precios de combustible estimados para el estudio, los costos marginales de la generación térmica en Guatemala y El Salvador son de 11.3 y 3.8 milésimos de dólar (mils) por kWh respectivamente, el beneficio bruto por kWh, reemplazado en Guatemala por energía de El Salvador, sería de 7.5 mils y la inversión en la línea sería recuperada en menos de cuatro años. Con la diferencia de precios del combustible que existe actualmente en los dos países, los beneficios resultarían mayores todavía.

Con la entrada del proyecto de Atitlán en el sistema guatemalteco, se podrían establecer acuerdos a más largo plazo para su operación en combinación con otros sistemas vecinos. Podría utilizarse Atitlán como planta de base en la estación seca para compensar faltantes de energía hidráulica de El Salvador y como planta de pico en la estación de lluvias, lo que le permitiría absorber excedentes hidráulicos de El Salvador. Asimismo, se podría intercambiar la energía de pico de Atitlán por energía térmica de base de centrales de alta eficiencia como las contempladas en el programa de adiciones de El Salvador. La cobertura de los picos del sistema combinado por Atitlán permitirá la operación a carga óptima de las centrales térmicas más eficientes del sistema.

Si se acepta el criterio de compartir reservas, podría posponerse hasta 1982 en Guatemala la segunda unidad de vapor de 33 MW (programada para 1977), aplazando en esa forma inversiones y gastos fijos de operación y mantenimiento y aumentando así los beneficios económicos de la interconexión. La reserva en ambos sistemas se mantendría en valores mayores del 10 por ciento de la demanda máxima y, en la mayoría de los años, sería superior a la potencia de la unidad más grande del sistema.

4. Interconexión El Salvador-Honduras

La interconexión de los sistemas de El Salvador y Honduras tendría por objetivo principal la utilización por El Salvador de los excedentes de energía hidráulica de los nuevos proyectos programados por Honduras. Las cifras provisionales disponibles indican que en el período 1973-82 estos excedentes serán ligeramente superiores a 500 GWh, y que aumentarán considerablemente al incrementarse la potencia hidroeléctrica instalada en Honduras.

El Salvador, por su parte, podría exportar energía térmica hacia Honduras, permitiendo con ello la posposición de nuevas instalaciones de este tipo en Honduras.

Oportunamente se considerarán en detalle las posibilidades de interconexión de estos dos sistemas.

5. Interconexión Nicaragua-Costa Rica

Al describir los sistemas nacionales se explicó que mientras Nicaragua debe generar en centrales térmicas un alto porcentaje de sus requerimientos de energía; en el sistema de Costa Rica se producen considerables excedentes de energía hidroeléctrica secundaria durante las estaciones lluviosas. La interconexión de los dos sistemas permitiría aprovechar dichos excedentes en sustitución de la energía térmica de Nicaragua cuyo costo marginal promedio en el período 1973-82 se ha estimado en 4.2 mils por kWh. A continuación se presenta una comparación de los requerimientos y generación de energía en el sistema combinado con los de los sistemas independientes en miles de GWh:

Período 1973-82	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	Nicaragua	Costa Rica	Nicaragua	Costa Rica
Requerimientos	12.2	15.8	12.2	15.8
Suministros	12.2	15.8	9.7	18.3
Hidro	4.7	15.4	4.7	17.9
Térmico	7.5	0.4	5.0	0.4

/Las cifras

Las cifras señalan que con la interconexión propuesta se podrían sustituir en un período de 10 años 2 500 GWh de energía térmica de Nicaragua por energía hidroeléctrica sobrante de Costa Rica. No se podría utilizar la totalidad de los excedentes de Costa Rica (3 980 GWh) a causa de las limitaciones del mercado nicaraguense y de restricciones impuestas por la operación de las centrales de vapor. La potencia máxima para la transmisión de estos excedentes sería de 70 MW, interconexión para la que se ha propuesto una línea de 230 kV y un circuito con conductor ACSR de 795 MCM de Colima en Costa Rica a Masaya en Nicaragua. La inversión total en la línea, incluyendo un refuerzo de 138 kV de Masaya a Managua, sería de 8.6 millones de dólares. Su capacidad de transporte (100 MW) permitiría a los dos sistemas compartir sus reservas si así lo decidieran en el futuro. La rentabilidad de este proyecto, con base únicamente en el aprovechamiento de los excedentes hidroeléctricos de Costa Rica, sería del 10 por ciento. Si se pospone la instalación de algunos proyectos en ambos sistemas (especialmente los termoeléctricos) para reducir sus reservas individuales, la rentabilidad del proyecto aumentaría sustancialmente a valores superiores al 30 por ciento.

En consideración a que los institutos de electrificación de ambos países se pronunciaron en reciente reunión porque cada sistema se desarrolle en forma autónoma, se ha estudiado la posibilidad de efectuar la interconexión por medio de una línea cuya capacidad de transporte permita las transferencias de energía excedente, sin tomar en cuenta la posibilidad de que un sistema dependa del otro para su reserva. Una línea de 138 kV de un circuito, con conductor ACSR de 795 MCM, con 40 por ciento de compensación en serie, tendría una capacidad máxima de transporte de 60 MW, y permitiría transferir unos 2 300 GWh de energía hidroeléctrica de Costa Rica a Nicaragua (comparados con 2 500 GWh en el caso de la línea de 230 kV). La inversión total en esta línea sería de 4.7 millones de dólares (55 por ciento del costo de la línea de 230 kV). La rentabilidad de este proyecto será de 20 por ciento, que se considera muy atractivo. Si se utilizaran para la interconexión parte de las líneas de electrificación rural (a 138 kV) actualmente en construcción o en proyecto en ambos países

/(en el

(en el área de Rivas en Nicaragua y en Guanacaste en Costa Rica) las inversiones necesarias disminuirían considerablemente y la rentabilidad aumentaría a 29 o 36 por ciento, según el grado en que se aprovechan dichas obras.

Después de analizar los efectos que podrían tener sobre la interconexión supuestos cambios en los programas nacionales de adiciones, se llegó a la conclusión de que difícilmente afectarían a los resultados del estudio. En efecto, la inclusión de proyectos hidroeléctricos como Paiwas, Coco o 14 de Septiembre (con generación media anual de 350 GWh y potencia instalada de 100 MW) no afectaría la capacidad de este sistema para absorber energía hidroeléctrica de Costa Rica, y la sustitución en Costa Rica del proyecto hidroeléctrico de Pacuare por el de Angostura o Arenal aumentaría los sobrantes de energía hidroeléctrica que podrían ser transferidos a Nicaragua.

6. Interconexión Costa Rica-Panamá

Esta interconexión se justifica por la sustitución de generación térmica de Panamá (con costos marginales de producción del orden de los 3.9 milésimos de dólar por kWh) por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica. La fecha de la interconexión podría coincidir con la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Fortuna de Panamá, programada para mediados de 1977; en tal caso el costo de las obras de interconexión se reduciría de 14.0 a 5.6 millones de dólares, porque el Proyecto Fortuna está más cerca del centro de carga de Costa Rica que del de Panamá.

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 1977-82:

Período 1977-82	<u>Sistemas independientes</u>		<u>Sistema combinado</u>	
	Costa Rica	Panamá	Costa Rica	Panamá
Requerimientos	10.8	18.8	10.8	18.8
Suministro	10.8	18.8	13.4	16.2
Hidro	10.6	9.9	13.2	9.9
Térmico	0.2	8.9	0.2	6.3

En el cuadro se observa la sustitución de 2 600 GWh de generación térmica de Panamá por energía hidroeléctrica de Costa Rica. El flujo de energía iría siempre de Costa Rica a Panamá, se concentraría en las temporadas de lluvias, y alcanzaría durante ellas (8 meses) un máximo de aproximadamente 580 GWh en 1977. El mercado de Panamá absorbería todos los excedentes de energía hidráulica de Costa Rica, pero seguiría manteniendo generación térmica con valores superiores a 300 GWh durante 1977-82, lo cual indica que podría recibir mayores excedentes todavía. 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. Se propone una línea de 230 kV y un circuito con conductor ACSR de 795 MCM. Su longitud entre las estaciones terminales de Río Macho y Dolega sería de 270 km. La inversión total, incluyendo las subestaciones terminales, sería de 5.6 millones de dólares y su rentabilidad, superior al 30 por ciento.

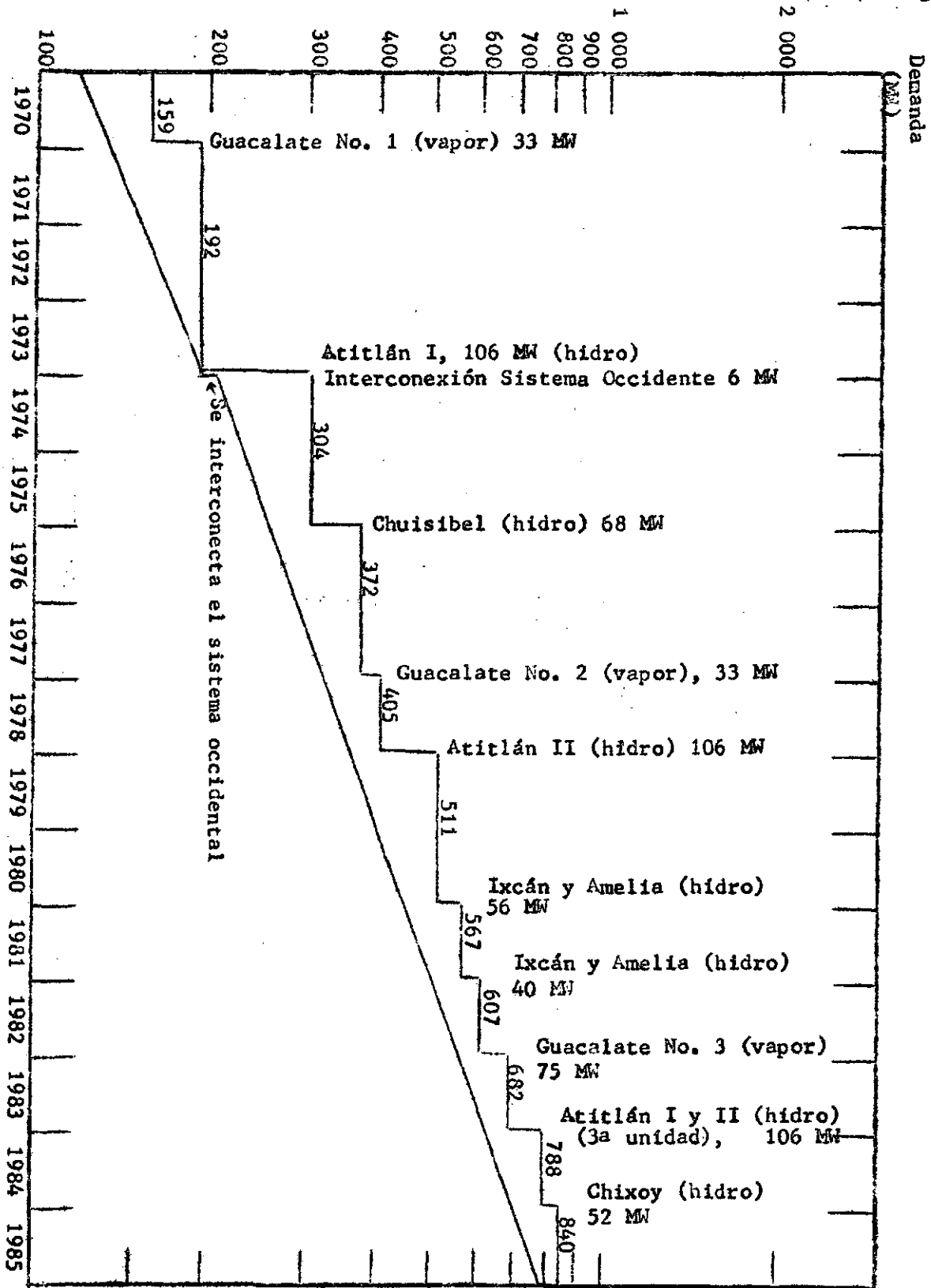
En este caso podrían aumentarse además los beneficios de la interconexión si se modificasen los programas de adiciones en ambos sistemas para compartir sus reservas. Los principales cambios consistirían en el aplazamiento para después de 1982, de la unidad 5 de Río Macho (30 MW), y de las futuras unidades de vapor de Panamá por un año cada una.

7. Otras interconexiones

Con posterioridad al estudio realizado por la CEPAL, se ha presentado la posibilidad de dos interconexiones cuyo estudio se iniciará próximamente, el de Guatemala-Honduras y el de Honduras-Nicaragua. En el primer caso se conectaría la zona norte del sistema hondureño (el área de San Pedro Sula) con la zona noreste de Guatemala (zona de Puerto Barrios) para suministrar energía hidroeléctrica de Honduras a la zona de Guatemala señalada, que se encuentra aislada del sistema central. El estudio se iniciará en cuanto se conozcan los resultados del informe que prepara actualmente una firma consultora sobre el desarrollo eléctrico de la zona de Puerto Barrios y las características de los próximos proyectos hondureños.

En el caso de Honduras-Nicaragua se estudia la posibilidad de que Nicaragua suministre energía térmica a Honduras hasta que entre en operación, en 1977, su próximo proyecto hidroeléctrico (El Cajón, o alguno referente al río Ulua). Con la interconexión en proyecto se evitaría la instalación de una central termoeléctrica de 30 MW en Honduras en 1974. La decisión sobre esta posibilidad tendría que ser adoptada, a más tardar, a mediados de 1971.

GRAFICOS
(Del 1 al 8)



GUATEMALA. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: COBERTURA DE LA DEMANDA

Gráfico 1

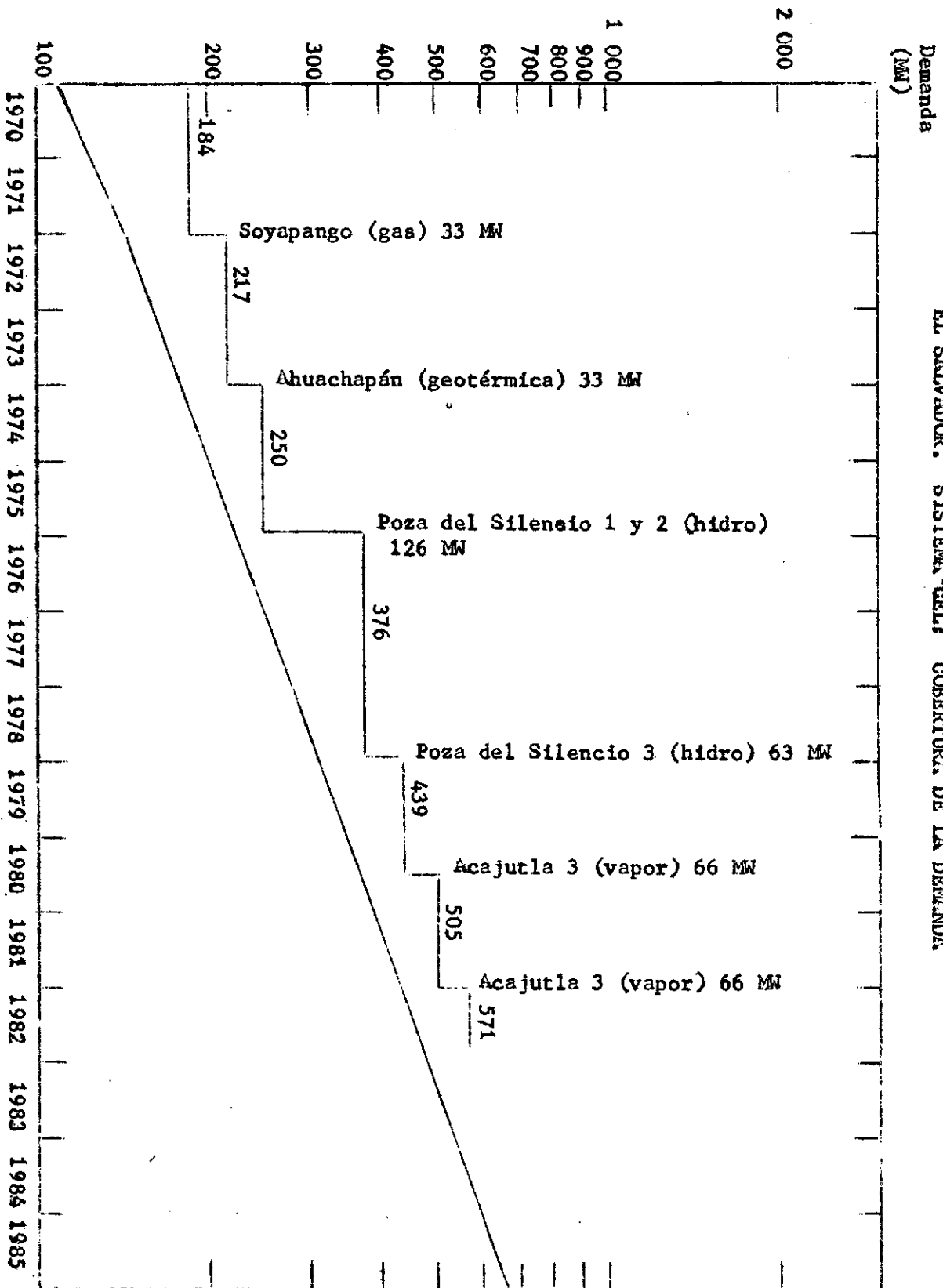
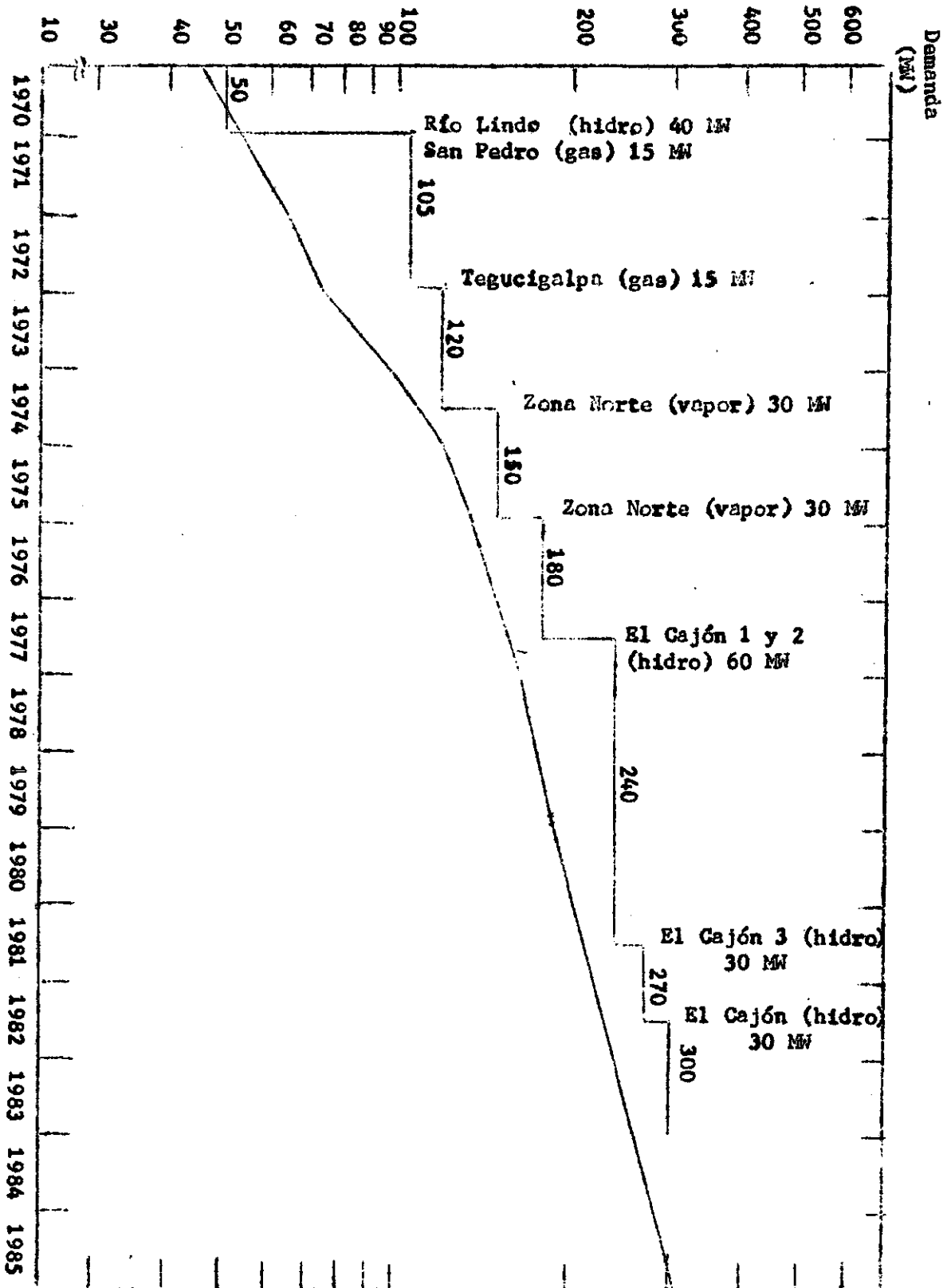


Gráfico 2

EL SALVADOR. SISTEMA DEL; COBERTURA DE LA DEMANDA

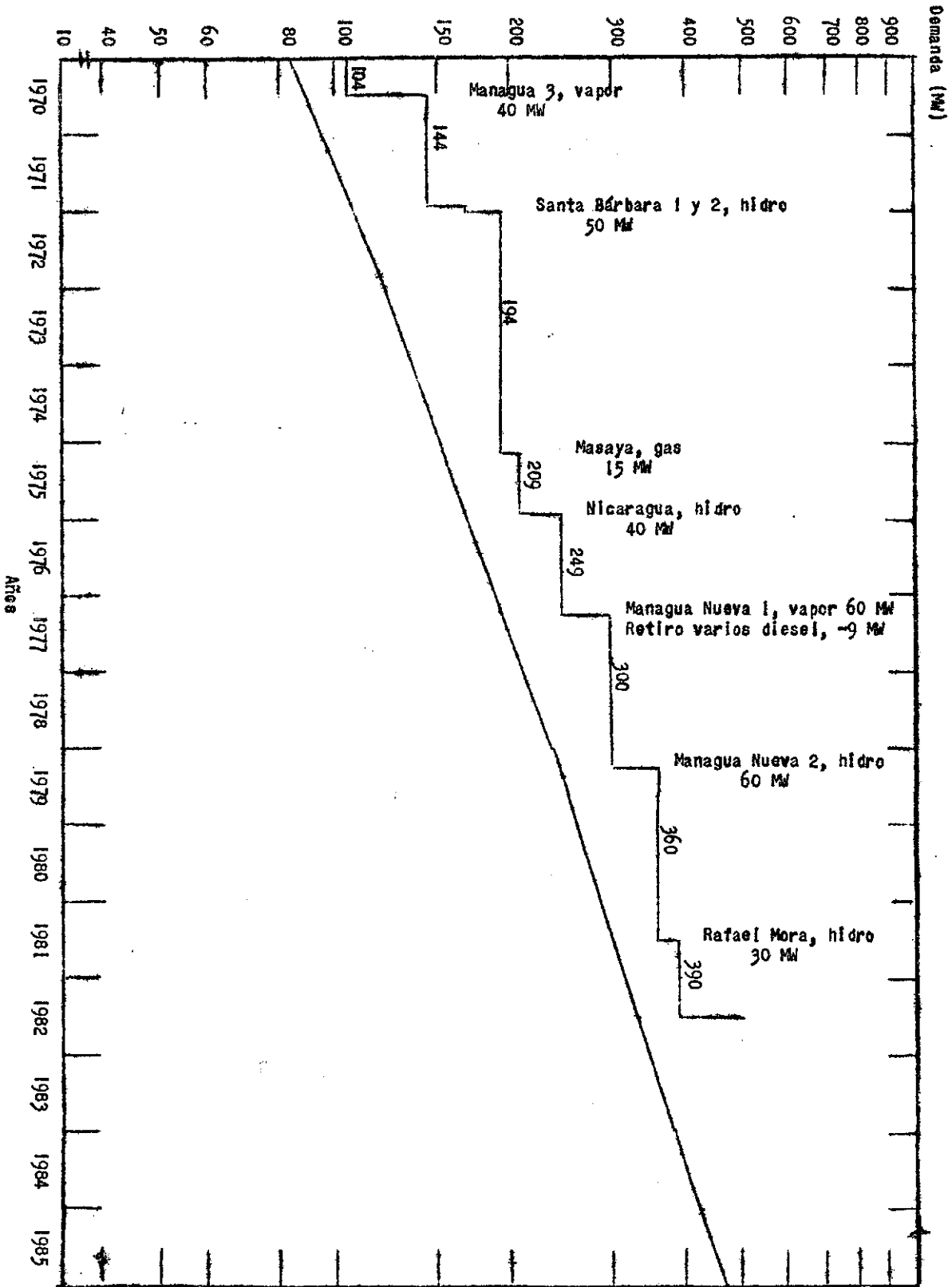
Gráfico 3

HONDURAS. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: COBERTURA DE LA DEMANDA



NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COBERTURA DE LA DEMANDA

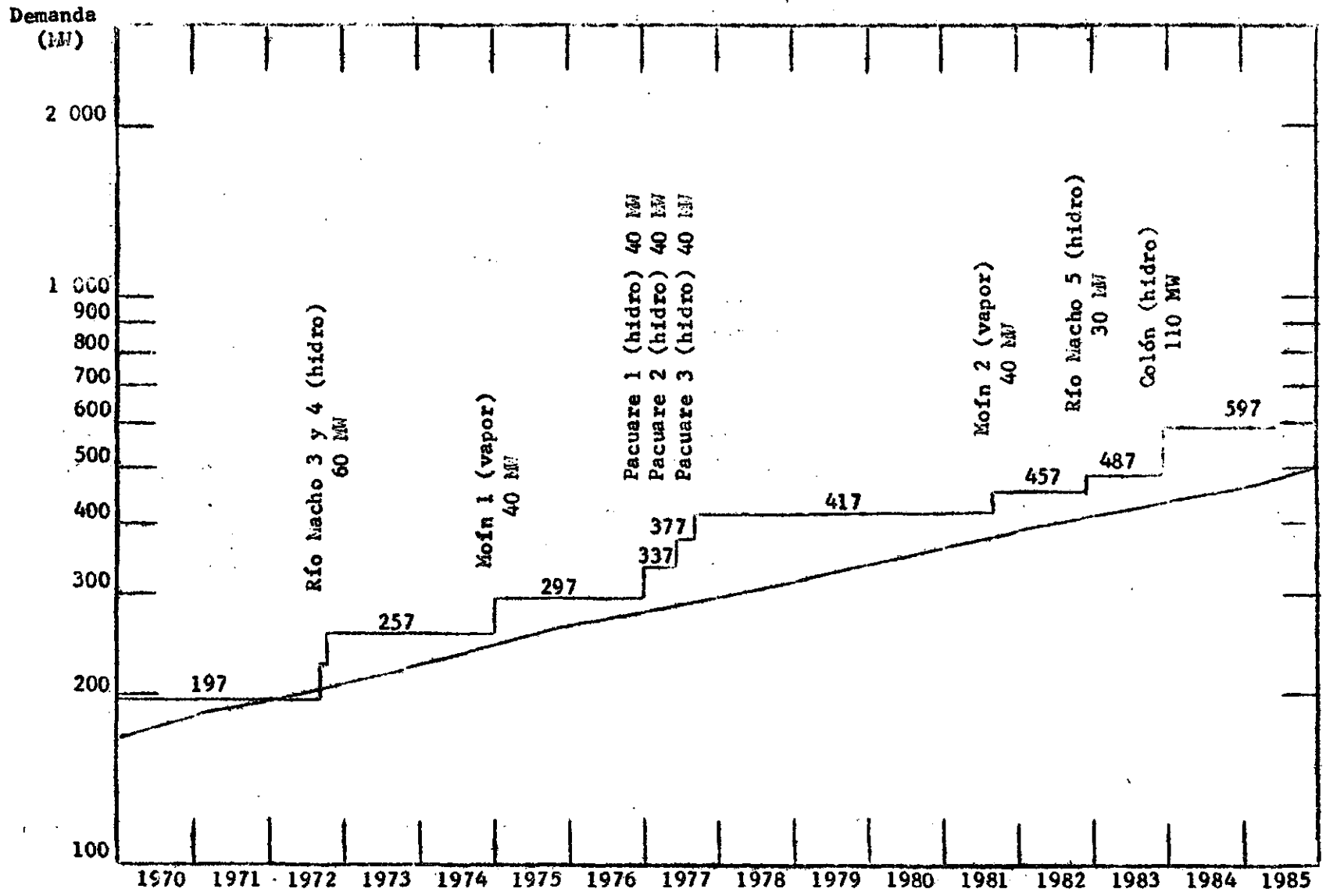
Gráfico 4



CER/L/RES/70/12
Pág. 33

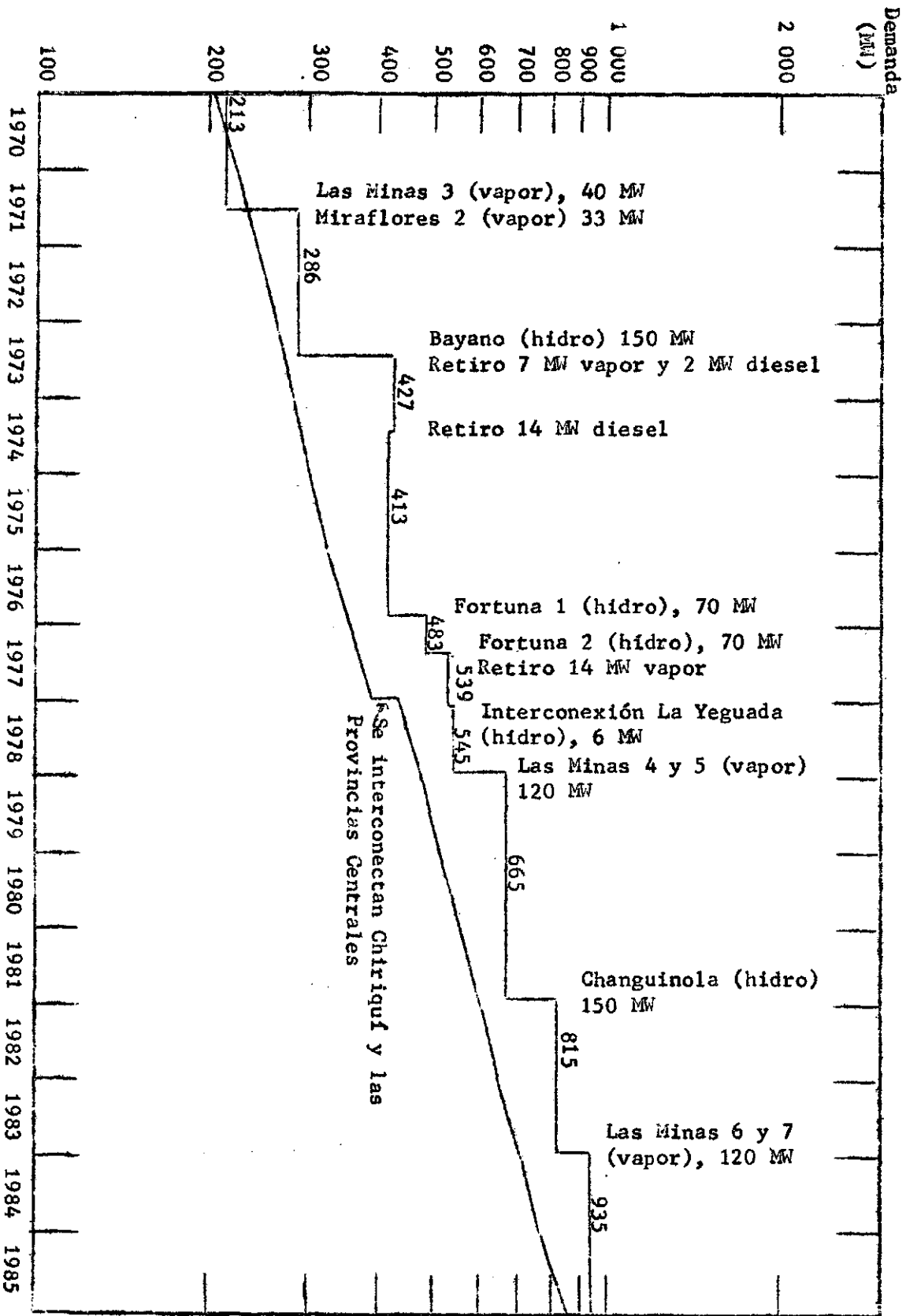
Gráfico 5

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COBERTURA DE LA DEMANDA



PANAMA. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: COBERTURA DE LA DEMANDA

Gráfico 6



COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA, OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa, 1977-78)

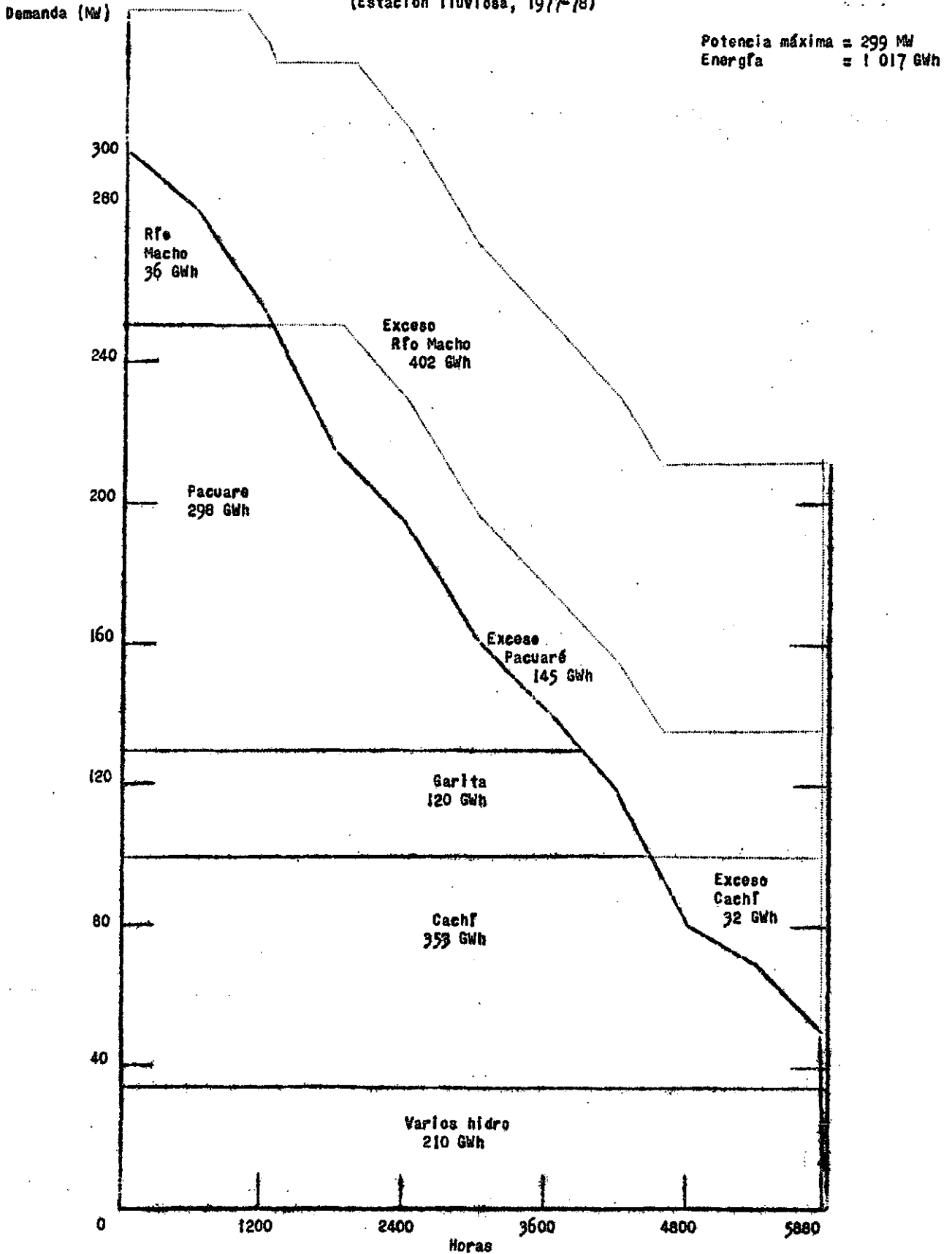
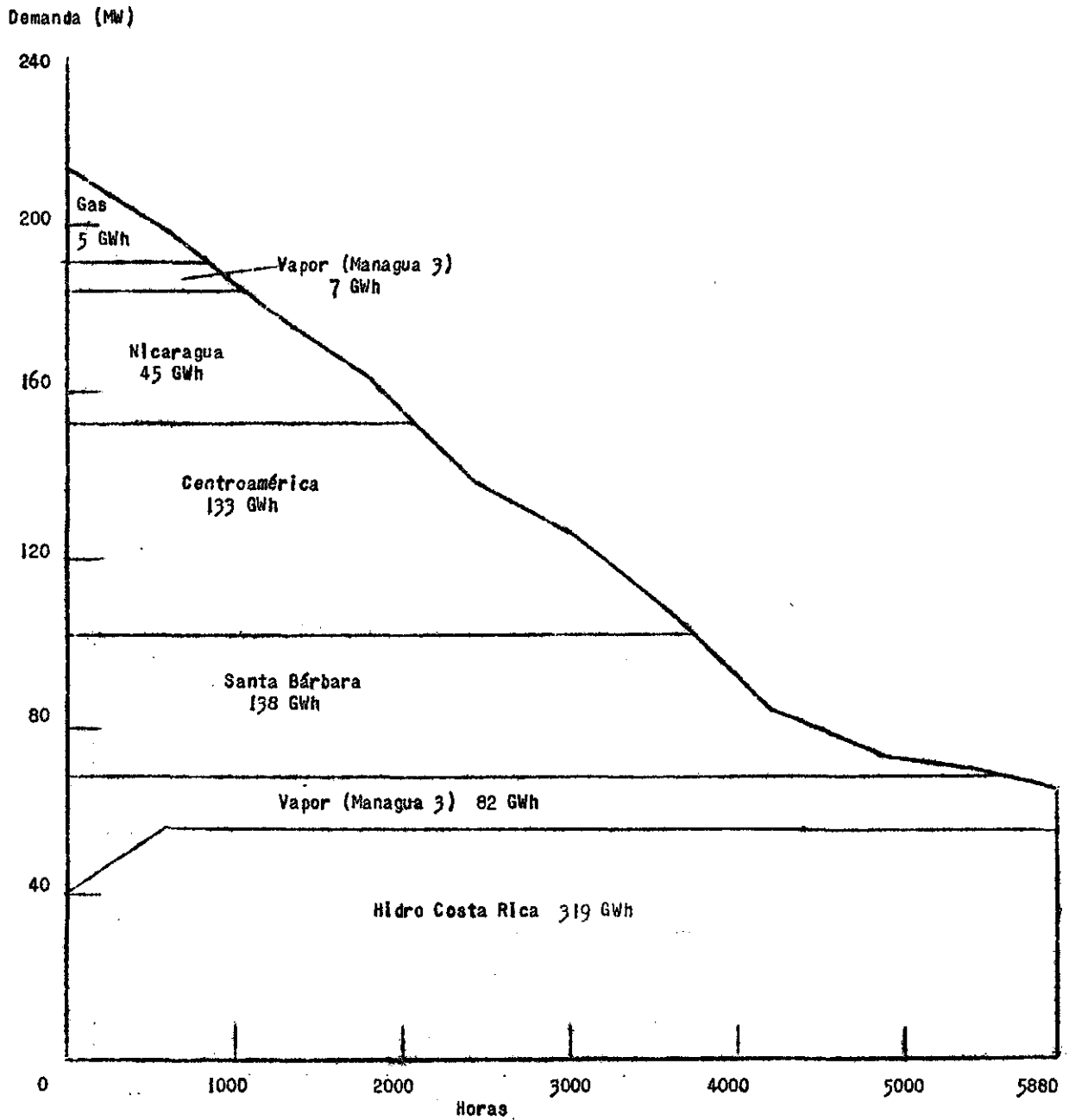


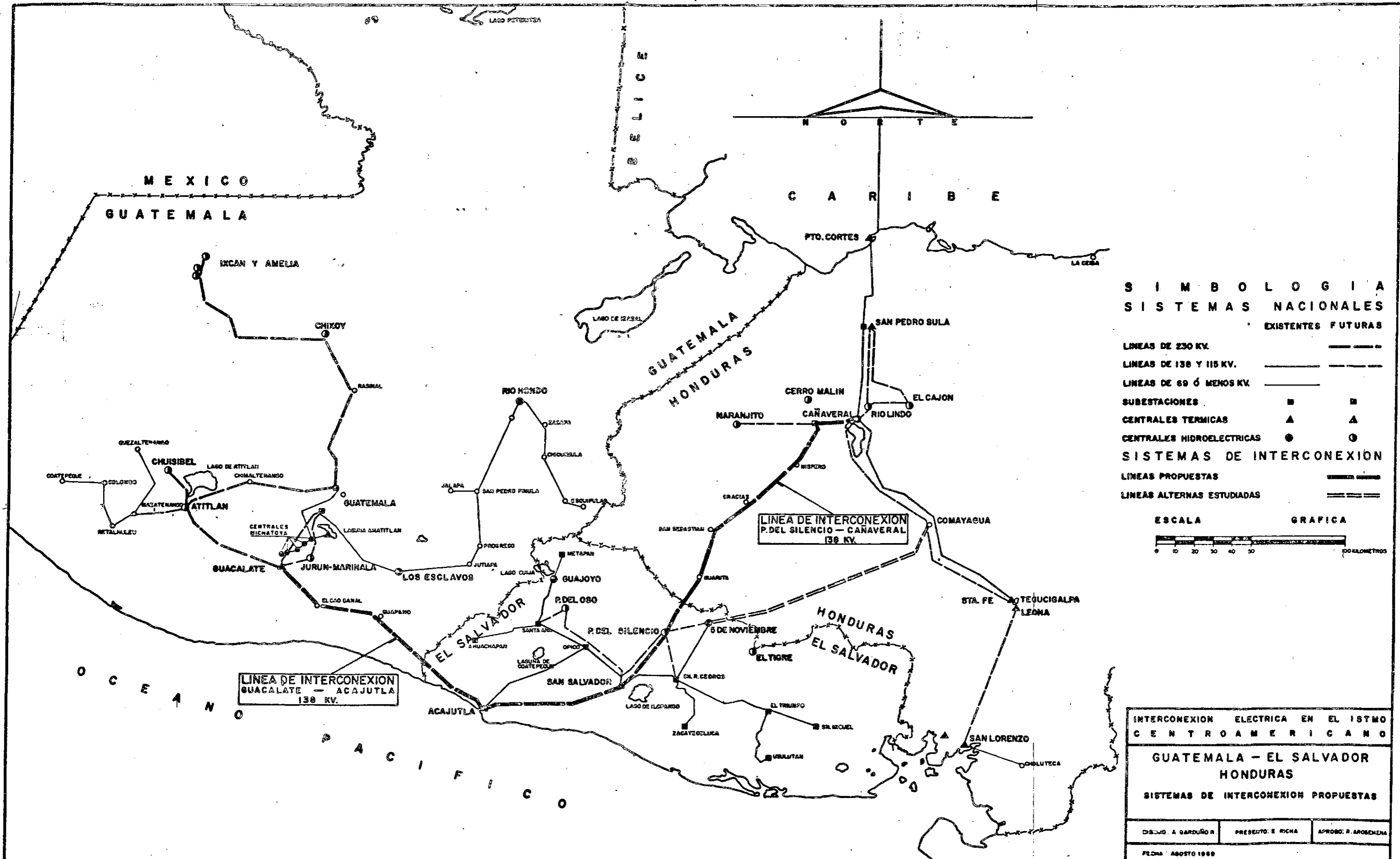
Gráfico 8

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-1

(Estación lluviosa, junio 1977 a enero 1978)

Potencia instalada = 214 MW
Energía = 729 GWh



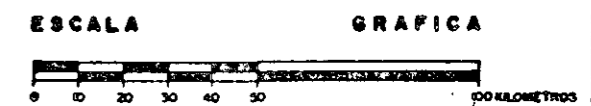


S I M B O L O G I A
S I S T E M A S N A C I O N A L E S

	EXISTENTES	FUTURAS
LÍNEAS DE 230 KV.	— — — — —	— — — — —
LÍNEAS DE 138 Y 115 KV.	— — — — —	— — — — —
LÍNEAS DE 69 Ó MENOS KV.	— — — — —	— — — — —
SUBESTACIONES	■	□
CENTRALES TÉRMICAS	▲	△
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

LÍNEAS PROPUESTAS	— — — — —
LÍNEAS ALTERNAS ESTUDIADAS	— — — — —



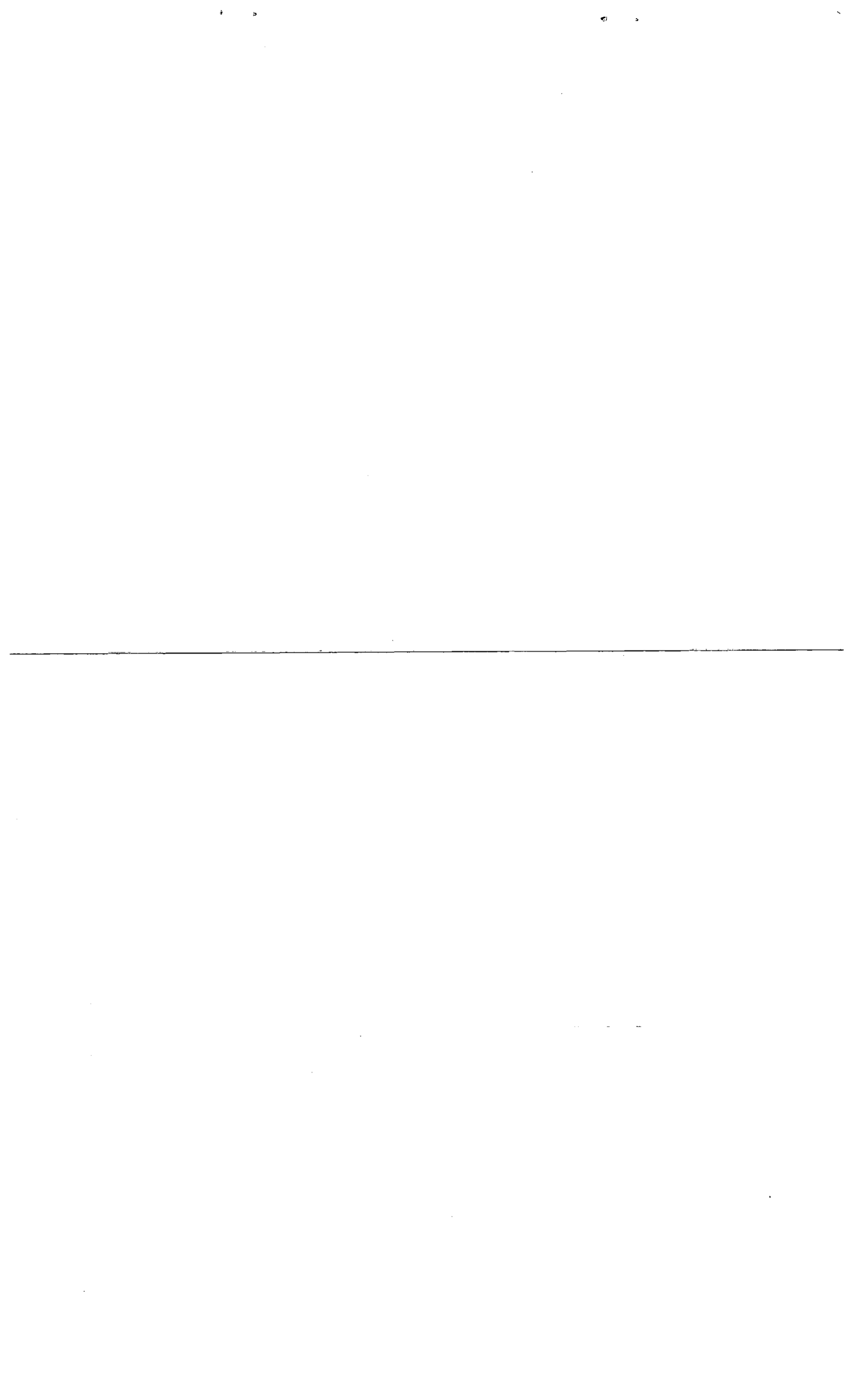
INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO
CENTROAMERICANO

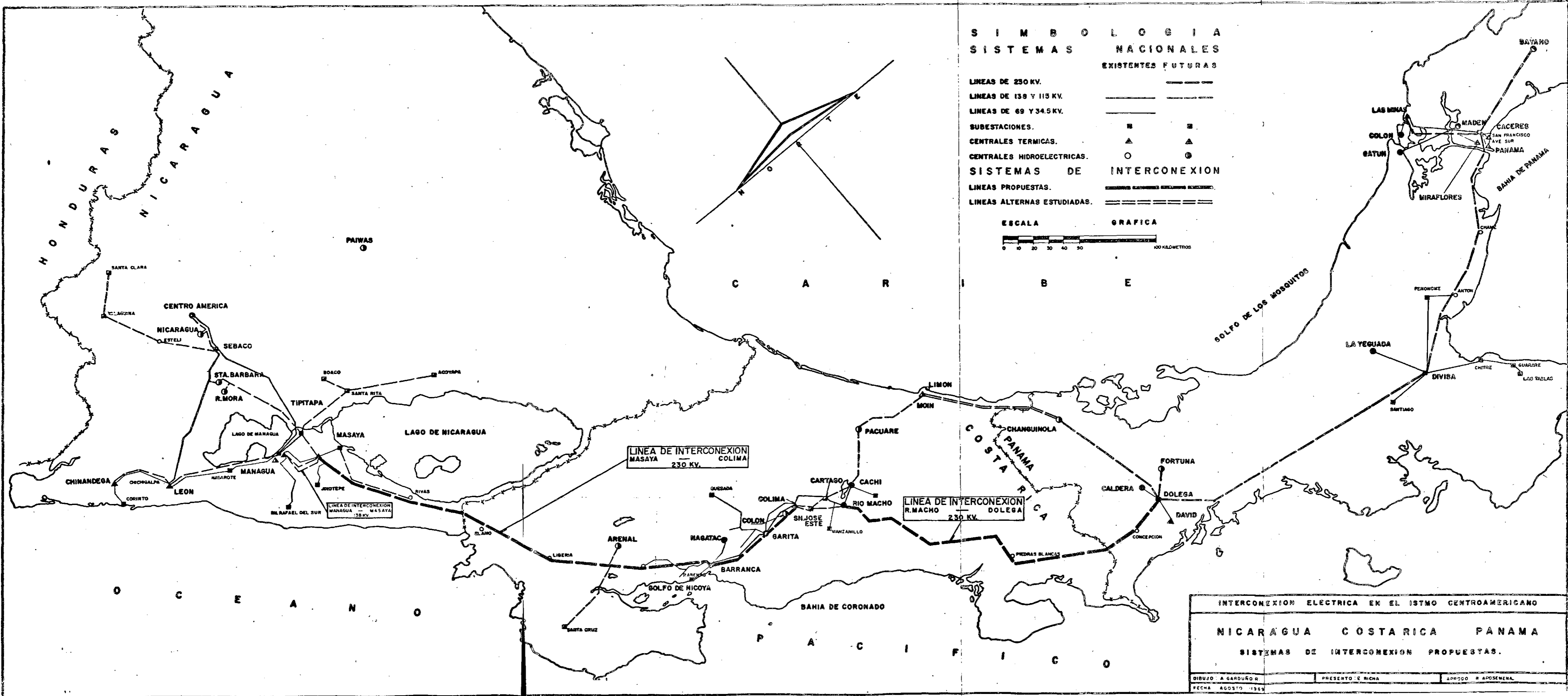
**GUATEMALA - EL SALVADOR
HONDURAS**

SISTEMAS DE INTERCONEXION PROPUESTAS

DEBIDO A GARDUÑO R	PRESENTE: E. RICA	APROBADO: R. AROSEMENA
--------------------	-------------------	------------------------

FECHA: AGOSTO 1969



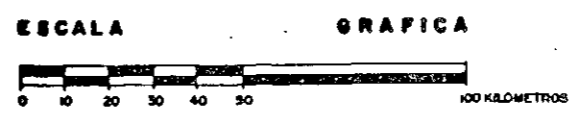


S I M B O L O G I A
SISTEMAS NACIONALES
 EXISTENTES FUTURAS

LINEAS DE 230 KV. ————
 LINEAS DE 138 Y 115 KV. ————
 LINEAS DE 69 Y 34.5 KV. ————

SUBESTACIONES. ■ ■
 CENTRALES TERMICAS. ▲ ▲
 CENTRALES HIDROELECTRICAS. ○ ○

SISTEMAS DE INTERCONEXION
 LINEAS PROPUESTAS. ————
 LINEAS ALTERNAS ESTUDIADAS. ————



LINEA DE INTERCONEXION
 MASAYA 230 KV. COLIMA

LINEA DE INTERCONEXION
 R.MACHO 230 KV. DOLEGA

LINEA DE INTERCONEXION
 MANAGUA - MASAYA
 138 KV.

INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO		
NICARAGUA COSTA RICA PANAMA		
SISTEMAS DE INTERCONEXION PROPUESTAS.		
DIBUJO: A. GARDUÑO R.	PRESENTO: E. RICHA	APROBO: R. APOSEMENA
FECHA: AGOSTO 1964		

