



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/GTN-CR/III/2
TAQ/LAT/123
Octubre de 1972

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
Y RECURSOS HIDRAULICOS
GRUPO REGIONAL SOBRE INTERCONEXION ELECTRICA

Grupo de Trabajo Nicaragua-Costa Rica
Tercera Reunión

EVALUACION DE LAS POSIBILIDADES DE TRANSFERENCIA DE ENERGIA
HIDROELECTRICA DE COSTA RICA A NICARAGUA

Informe preparado para el Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica
Nicaragua-Costa Rica, por el señor Ernesto Richa, experto de la Oficina
de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas adscrito a la subse de la
CEPAL en México.

Este informe no ha sido aprobado oficialmente por la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas, la que no comparte necesariamente las opiniones aquí expresadas.

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Sistemas nacionales	2
1. Costa Rica	2
a) Requerimientos de potencia y energía 1972-85	2
b) Programa de adiciones al sistema de generación 1972-85	2
c) Disponibilidad y excedentes de energía hidro	7
2. Nicaragua	10
a) Requerimientos de potencia y energía, 1972-85	10
b) Programa de adiciones al sistema de generación, 1972-85	12
c) Interconexión con Honduras	12
II. Posibilidades de transferir energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica a Nicaragua	15
1. Metodología	15
2. Alternativas de interconexión	17
a) Alternativa 1	17
b) Alternativa 2	18
3. Obras de interconexión	23
III. Consideraciones económicas	26

INDICE DE CUADROS

<u>Número</u>		<u>Página</u>
1	Costa Rica: Sistema nacional interconectado. Demandas máximas de potencia, por mes, 1971 a 1986	3
2	Costa Rica: Sistema nacional interconectado. Requerimientos mensuales y anuales de energía, 1972 a 1985	4
3	Costa Rica: Sistema nacional interconectado. Adiciones al sistema de generación, potencia instalada y energía hidro disponible, 1972 a 1985	8
4	Costa Rica: Sistema nacional interconectado. Energía mensual disponible en centrales hidroeléctricas, 1973 a 1986	9
5	Nicaragua: Sistema interconectado nacional. Demanda de potencia, requerimientos de energía, 1972 a 1985	11
6	Nicaragua: Sistema interconectado nacional. Variaciones de la demanda en día típico de cada mes, 1971	13
7	Nicaragua: Sistema interconectado nacional. Requerimientos de energía, generación en centrales propias y compras a Honduras, 1975 a 1985	14
8	Nicaragua: Sistema nacional interconectado. Requerimientos y suministros mensuales de energía al interconectarse con Honduras y Costa Rica. Alternativa 1, 1975 a 1985	19
9	Nicaragua: Sistema interconectado nacional. Requerimientos y suministros anuales de energía al interconectarse con Honduras y Costa Rica. Alternativas 1 y 2, 1975 a 1985	22
10	Nicaragua - Costa Rica: Inversiones en obras de interconexión	25
11	Nicaragua - Costa Rica: Valor presente y proyecciones de los ahorros netos de la interconexión. Alternativa 1, 1975 a 2004	27
12	Nicaragua - Costa Rica: Valor presente y proyecciones de los beneficios netos de la interconexión. Alternativa 2, 1975 a 2004	28
Lámina 1		5

PRESENTACION

En marzo de 1972 se reunieron en la ciudad de Managua representantes de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) y del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con el fin de continuar las conversaciones iniciadas en 1970 para llegar a entendimientos que hiciesen posible la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica. Como primer paso se acordó que ambas empresas definirían la información básica sobre la operación aislada de sus sistemas y se la proporcionarían a la CEPAL para la elaboración de un documento provisional donde se presentase una estimación de las transferencias de energía a distintas potencias.

En este trabajo se presenta a consideración de la ENALUF y del ICE el análisis de los datos recibidos por la CEPAL y las estimaciones sobre las posibles transferencias de energía a dos niveles de potencia máxima de transmisión: 120 y 50 MW. Aparte de ello se hacen consideraciones preliminares sobre los beneficios económicos de dos alternativas de interconexión, según la tensión de la línea requerida (230 y 138 kV), para la transmisión de energía a dichos niveles de potencia máxima.

I. SISTEMAS NACIONALES

1. Costa Rica

a) Requerimientos de potencia y energía 1972-85

Según proyecciones hechas por el Instituto Costarricense de Electricidad en noviembre de 1971, la demanda de potencia en el Sistema Nacional Interconectado de Costa Rica habrá de variar de 227 MW en 1972 a 665 MW en 1985, que representa un incremento promedio anual de 8.6 por ciento. Los requerimientos de energía aumentan en el mismo período a una tasa promedio anual de 9.1 por ciento, de 1 105 a 3 438 GWh. (Véanse los cuadros 1 y 2.) Se prevé que el factor de carga del sistema aumentará de 55.6 por ciento en 1972 a 59.0 en 1985.

En el mismo estudio se señala que la demanda máxima anual ocurre en diciembre, siendo enero el mes de demanda y requerimientos de energía menores. (Véase de nuevo el cuadro 2.) Con base en las variaciones típicas mensuales de la demanda y energía indicadas en el cuadro 2, y las proyecciones anuales mencionadas en el párrafo anterior, se estimaron la potencia máxima y la energía mensuales que el Sistema Nacional Interconectado habría de requerir en el período 1972-85. (Véanse de nuevo los cuadros 1 y 2.)

La demanda horaria de potencia muestra fuertes variaciones durante el día. Con base en los registros de 1970 se determinaron las demandas para un día típico del año en el que ocurren dos picos, uno entre las 11:00 y las 11:30 horas (debido al consumo doméstico en cocinas eléctricas) y el otro entre las 18:00 y las 18:30 horas (por alumbrado). Para facilitar los cálculos de excedentes de potencia y energía hidroeléctrica, dicha curva fue simplificada tomando solamente seis niveles de demanda (véase la lámina 1, figura A), cuya duración se indica en la curva de la figura B de la misma lámina.

b) Programa de adiciones al sistema de generación, 1972-85

El Sistema Nacional Interconectado de Costa Rica cuenta actualmente con una potencia instalada de 254 MW, de los cuales 224 MW corresponden a centrales hidroeléctricas. El Instituto Costarricense de Electricidad

Cuadro 1

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, DEMANDAS
MAXIMAS DE POTENCIA, POR MES, 1971 A 1986

(MW)

	Enero	Fe- bre- ro	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep- tiem- bre	Octu- bre	No- viem- bre	Di- ciem- bre
1971	190	190	196	189	188	191	194	194	195	203	210	211
1972	211	214	213	212	212	212	216	212	220	222	226	227
1973	227	230	229	228	228	228	232	223	237	239	243	244
1974	246	250	249	248	248	248	252	248	257	260	263	265
1975	265	269	268	266	267	266	271	267	276	279	283	285
1976	289	294	292	290	291	290	295	291	302	305	309	311
1977	313	318	318	315	315	315	320	315	327	330	335	337
1978	339	345	343	341	342	341	347	342	354	358	363	365
1979	368	374	372	370	371	370	376	371	384	388	394	396
1980	401	407	405	403	403	403	409	403	418	422	428	431
1981	436	443	441	438	439	438	446	439	455	460	466	469
1982	476	483	481	478	479	478	486	479	497	502	509	512
1983	520	523	525	522	523	522	531	523	542	548	556	559
1984	567	576	573	570	571	570	530	571	592	598	606	610
1985	618	628	625	621	622	621	632	622	645	652	661	665
1986	675	685	682	678	680	678	690	680	704	711	722	726
Por ciento de la poten- cia máxima mensual y la máxima actual	93	94.4	94.0	93.4	93.6	93.4	95.0	93.6	97.0	98.0	99.4	100.0

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad.

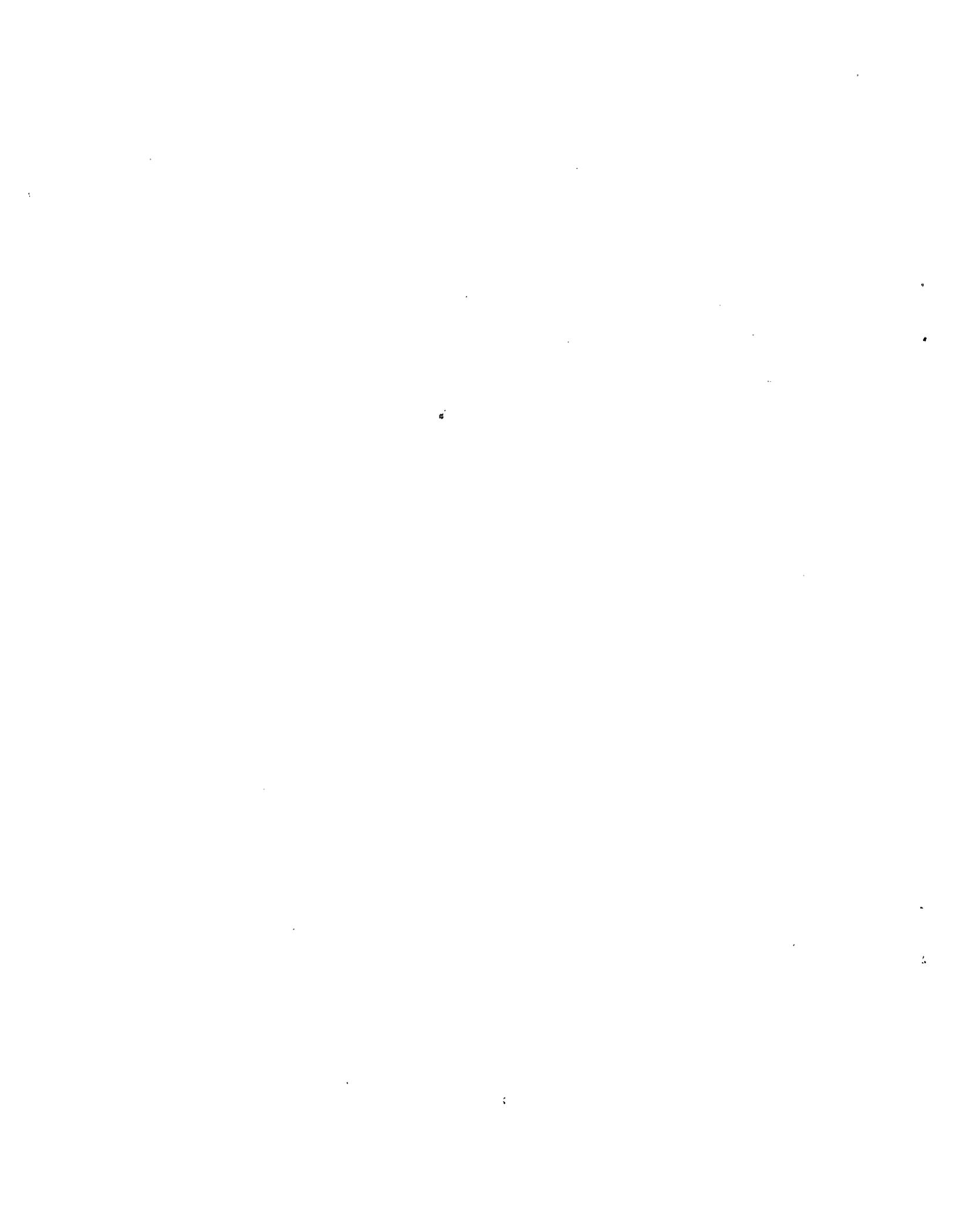
Cuadro 2

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. REQUERIMIENTOS
MENSUALES Y ANUALES DE ENERGIA, 1972 A 1985

(Gwh)

	Enero	Fe- bre- ro	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep- tiem- bre	Oc- tubre	No- viem- bre	Di- ciem- bre	Genera- ción anual
1972	87.28	89.66	87.97	88.90	88.90	91.79	90.04	93.59	95.60	95.55	97.23	98.55	1 105
1973	94.79	97.37	95.53	96.54	96.54	99.68	97.78	101.64	103.82	103.76	105.59	107.03	1 200
1974	103.79	106.62	104.61	105.71	105.71	109.15	107.06	111.30	113.69	113.62	115.62	117.20	1 314
1975	112.40	115.46	113.29	114.88	114.88	118.21	115.95	120.53	123.12	123.05	125.21	126.92	1 423
1976	123.62	126.98	124.59	125.90	125.90	130.00	127.52	132.56	135.40	135.33	137.70	139.58	1 565
1977	134.44	138.10	135.50	136.93	136.93	141.39	138.68	144.16	147.26	147.17	149.76	151.80	1 702
1978	146.37	150.35	147.52	149.07	149.07	153.23	150.98	156.95	160.32	160.23	163.05	165.27	1 853
1979	159.32	163.66	160.57	162.27	162.27	167.55	164.35	170.84	174.51	174.41	177.48	179.90	2 017
1980	174.09	178.83	175.46	177.31	177.31	183.09	179.58	186.68	190.69	190.58	193.93	196.57	2 204
1981	190.29	195.47	191.78	193.80	193.80	200.12	196.29	204.04	208.43	208.31	211.97	214.86	2 409
1982	207.98	213.64	209.61	211.82	211.82	218.72	214.54	223.02	227.81	227.68	231.68	234.84	2 633
1983	227.33	233.52	229.12	231.54	231.54	239.08	234.50	243.77	249.00	248.86	253.24	256.69	2 878
1984	248.50	255.27	250.45	253.10	253.10	261.34	256.34	266.47	272.19	272.03	276.82	280.59	3 146
1985	271.57	278.96	273.70	276.59	276.59	285.59	280.13	291.20	297.49	297.28	302.51	306.64	3 438
Por ciento de la energía mensual y la energía anual	7.90	8.11	7.96	8.05	8.05	8.31	8.15	8.47	8.65	8.64	8.80	8.92	

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad.



tiene en estudio diversas alternativas para la expansión del sistema en el período 1973-85. Para el análisis de los excedentes de energía y potencia hidroeléctrica que podrían transmitirse a Nicaragua en ese período, se tomó como base la alternativa denominada Cachí No. 4, que incluye la adición de 30 MW al proyecto hidroeléctrico de río Macho, de 96 MW al proyecto hidroeléctrico Cachí; la construcción del proyecto hidroeléctrico de Arenal, con 225 MW, y la adición de 150 MW en unidades térmicas (120 MW en turbinas de gas y 30 MW en una central de vapor). La potencia total instalada en 1985 será de 755 MW, 575 MW en centrales hidroeléctricas y 180 MW en unidades térmicas. En el cuadro 3 se detallan las adiciones, la fecha de inicio de operación, y la potencia y energía disponibles en un año promedio.

c) Disponibilidad y excedentes de energía hidro

Los proyectos hidroeléctricos de Costa Rica carecen de grandes embalses de regulación, razón a la que se debe que la energía susceptible de generarse en ellas varíe con los caudales disponibles. Cuando entre en operación el proyecto de Arenal, en 1980, existirá una capacidad de embalse que permitirá regular la generación de acuerdo con las necesidades del mercado. En el cuadro 4 se indica la energía hidroeléctrica disponible mensualmente en un año promedio durante el período 1972-85 con base en el programa de adiciones descrito en la sección 1.b) de este capítulo. Mientras los requerimientos totales de energía en el sistema para el período 1972-85 se estiman en 28 887 GWh, las disponibilidades para el mismo período ascienden a 35 721 GWh, que dejan un excedente de 6 837 GWh que podría ser utilizado en sustitución de energía de mayor costo en sistemas vecinos. Al analizarse las posibles transferencias de esa energía excedente a otros sistemas, deben tomarse en cuenta sin embargo las limitaciones en la potencia de las centrales hidroeléctricas del sistema, puesto que excede la demanda sólo durante parte de las horas del día. Al respecto, el ICE ha calculado en la siguiente forma la cantidad de energía que se podría transferir mensualmente a Nicaragua:

1) Se transferiría energía excedente durante 15 horas al día en tres bloques con la siguiente duración: de las 0:00 a las 9:00 horas; de las 13:30 a las 16:00, y de las 20:30 a las 24:00 horas.

Cuadro 3

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. ADICIONES AL SISTEMA
DE GENERACION, POTENCIA INSTALADA Y ENERGIA HIDRO DISPONIBLE,
1972 A 1985.

Proyecto	Tipo	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)		Energía hidro (GWh)	
			El Proyecto	El Sistema	El Proyecto	El Sistema
Varios	Hidro	Existente	224	224	1 179	1 179
Varios	Térmico	Existente	30	254	-	-
Tapantí	Hidro	1973	-	-	801	1 980
San Antonio	Gas	1974	30	284	-	1 980
Moin # 1 y 2	Gas	1975	30	314	-	1 980
Río Macho # 5	Hidro	1976	30	344	-	1 980
Cachí # 3	Hidro	1977	32	376	275	2 255
Moin # 3	Vapor	1977	30	406	-	2 255
Arenal # 1 y 2	Hidro	1979	100	506	755	3 010
Cachí # 4	Hidro	1981	32	538	-	3 010
Arenal # 3	Hidro	1982	50	588	28	3 038
Arenal # 4 y 5	Hidro	1984	75	663	311	3 349
Cachí # 5	Hidro	1984	32	695	-	3 349
Moin # 4 y 5	Gas	1985	60	755	-	3 349

Cuadro 4

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. ENERGIA MENSUAL DISPONIBLE EN
CENTRALES HIDROELECTRICAS, 1973 A 1986

Año	Total	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1973	1 179	104	86	77	80	93	102	110	110	108	110	100	999
1974	1 980	172	122	114	102	146	178	200	190	184	201	180	191
1975	1 980	172	122	114	102	146	178	200	190	184	201	180	191
1976	1 980	172	122	114	102	146	178	200	190	184	201	180	191
1977	1 980	172	122	114	102	146	178	200	190	184	201	180	191
1978	2 255	174	122	114	102	148	201	233	224	230	245	236	226
1979	2 255	174	122	114	102	148	201	233	224	230	245	236	226
1980	3 010	249	189	188	176	222	256	284	285	273	299	305	284
1981	3 010	249	189	188	176	222	256	284	285	273	299	305	284
1982	3 010	249	189	188	176	222	256	284	285	273	299	305	284
1983	3 038	267	214	223	211	257	239	267	266	258	282	286	268
1984	3 349	305	247	267	254	301	254	281	283	269	297	306	285
1985	3 349	305	247	267	254	301	254	281	283	269	297	306	285
1986	3 349	305	247	267	254	301	254	281	283	269	297	306	285
Total	35 724												

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad.

ii) La potencia disponible para transmisión en un mes determinado no excedería del 40 por ciento de la demanda máxima del sistema en dicho mes.

En el capítulo II se tienen en cuenta estas limitaciones al calcular la potencia y la energía que pueden transferirse de Costa Rica a Nicaragua.

2. Nicaragua

Al considerar el desarrollo del Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua, se han tomado en cuenta las exportaciones e importaciones de potencia y energía al sistema nacional de Honduras, como se establece en los acuerdos preliminares a que han llegado la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) de Nicaragua y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras para la interconexión de sus sistemas.

a) Requerimientos de potencia y energía, 1972-85

Proyecciones hechas por la ENALUF para los estudios de interconexión con Honduras indican que la demanda de potencia y los requerimientos de energía en el Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua crecerán en el período 1972-85 a una tasa promedio anual de 10.6 por ciento anual, de 115 MW y 655 GWh en 1972 a 440 MW y 2 450 GWh en 1985. Además de las necesidades del mercado nacional, se prevé que el sistema nicaragüense suministrará al sistema de Honduras potencia y energía durante los tres primeros años de la interconexión (1975 a 1977) en las siguientes cantidades:

	<u>MW</u>	<u>GWh</u>
1975	5	27
1976	18	130
1977	28	208

Para los efectos de este estudio, dichas exportaciones han sido agregadas a los requerimientos del sistema nacional. (Véase el cuadro 5.)

Datos de demanda horaria correspondientes a 1971 indican que en ese año la demanda máxima del sistema ocurrió en el mes de marzo, al que correspondió también el mayor consumo de energía. La demanda máxima diaria se presenta entre las 18:00 y las 19:30 horas.

Cuadro 5

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. DEMANDA DE POTENCIA,
REQUERIMIENTOS DE ENERGIA, 1972 A 1985

Año	Demanda máxima (MW)	Requerimientos de energía (GWh)
1972	115	655
1973	134	740
1974	153	845
1975	174 ^{a/}	972 ^{b/}
1976	206 ^{a/}	1 170 ^{b/}
1977	233 ^{a/}	1 338 ^{b/}
1978	228	1 260
1979	250	1 390
1980	275	1 530
1981	303	1 670
1982	330	1 840
1983	363	2 030
1984	400	2 230
1985	440	2 450

Fuente: ENALUF, estudios de interconexión con Honduras.

a/ Incluye potencia que se contempla exportar a Honduras. 1975: 5 MW; 1976: 18 MW; 1977: 28 MW.

b/ Incluye energía que se contempla exportar a Honduras. 1975: 27 GWh; 1976: 130 GWh; 1977: 208 GWh.

La ENALUF suministró para la realización de este estudio las demandas horarias correspondientes a las curvas promedio mensuales de 1971 y con base en ellas se determinaron valores para una curva simplificada cuyos períodos coincidieran con las horas en que Costa Rica puede disponer de potencial hidroeléctrico para transferir energía excedente al sistema nicaragüense. (Véase el cuadro 6.)

Los requerimientos mensuales de energía y potencia fueron estimados con base en las proyecciones anuales y las curvas típicas mensuales mencionadas en el párrafo anterior.

b) Programa de adiciones al sistema de generación, 1972-1985

La potencia total instalada actualmente en el Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua es de 190 MW (100 MW en centrales hidroeléctricas, 75 MW de vapor y 15 MW en una turbina de gas). Durante 1972 se iniciarán los estudios definitivos para el desarrollo del río Grande de Matagalpa, cuyo potencial --de acuerdo con estudios elaborados por la ENALUF-- se estima en unos 290 MW con una producción promedio anual de 1 200 GWh. Sin embargo, el carácter provisional de las investigaciones realizadas hasta la fecha sólo ha hecho posible incluirlas en los planes de desarrollo del sistema para 1985, época para la que se prevé la adición de dos unidades de vapor de 50 MW (1975 y 1976) y una tercera unidad de 100 MW en 1983.

c) Interconexión con Honduras

Nicaragua y Honduras han firmado un convenio para la interconexión de sus redes eléctricas y el intercambio de energía generada en sus sistemas. Los estudios y negociaciones que para ese fin llevan a cabo la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) de Nicaragua y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, indican que la interconexión podrá iniciarse en 1975. Durante los tres primeros años (1975 a 1977) Nicaragua se propone vender energía de sus centrales térmicas a Honduras (véase nuevamente el cuadro 5). De 1978 a 1985, último año del período cubierto por los estudios, Honduras habrá de vender a Nicaragua energía del proyecto hidroeléctrico de El Cajón.

Cuadro 6

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. VARIACIONES
DE LA DEMANDA EN DIA TIPICO DE CADA MES, 1971

Mes	Demanda (MW)					Energía	
	0:00-9:00	9:00-13:30	13:30-16:00	16:00-20:30	20:30-24:00	Día típico (MWh)	Mensual (GWh)
Enero	49.8	68.8	68.6	73.3	49.8	1 433.5	44.44
Febrero	54.4	72.9	73.0	76.8	54.4	1 536.6	43.02
Marzo	58.2	76.9	76.4	79.8	58.2	1 624.1	50.35
Abril	54.1	70.1	69.4	73.6	54.1	1 496.4	44.89
Mayo	54.9	72.5	72.4	75.0	54.9	1 531.0	47.46
Junio	50.7	66.0	64.7	68.7	50.7	1 401.6	43.45
Julio	48.9	66.0	66.0	69.1	48.9	1 384.2	42.91
Agosto	48.8	66.3	65.9	67.8	48.8	1 378.2	42.72
Septiembre	44.3	60.3	59.7	65.8	44.3	1 270.5	38.11
Octubre	47.4	63.1	63.3	70.3	47.4	1 351.1	41.88
Noviembre	49.3	67.9	67.6	73.8	49.3	1 422.9	42.69
Diciembre	52.3	72.1	70.4	76.0	52.3	1 496.2	46.38
<u>Total Anual</u>							<u>528.30</u>

/Durante

Durante el período 1975-1985 el Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua requerirá un total de 17 880 GWh, de los cuales podrá generar en sus centrales hidroeléctricas 4 290 GWh, e importará de Honduras 4 104 GWh. El saldo de 9 486 GWh deberá ser generado en centrales térmicas o podría ser remplazado parcialmente por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica. (Véase el cuadro 7.)

Cuadro 7

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. REQUERIMIENTOS DE ENERGIA, GENERACION EN CENTRALES PROPIAS Y COMPRAS A HONDURAS, 1975 A 1985

(GWh)

Año	Requerimientos	Suministros		
		Hidro Nicaragua	Térmica Nicaragua	Hidro Honduras
Total	17 880	4 290	9 486	4 104
1975	972 ^{a/}	390	582	-
1976	1 170 ^{a/}	390	780	-
1977	1 338 ^{a/}	390	948	-
1978	1 260	390	726	144
1979	1 390	390	222	778
1980	1 530	390	453	687
1981	1 670	390	694	586
1982	1 840	390	977	473
1983	2 030	390	1 295	345
1984	2 230	390	1 213	627
1985	2 450	390	1 596	464

Fuente: ENALUF, estudios de interconexión con Honduras.

a/ Incluye energía que se exportará a Honduras. 1975: 27 GWh; 1976: 130 GWh; 1977: 208 GWh.

II. POSIBILIDADES DE TRANSFERIR ENERGIA HIDROELECTRICA EXCEDENTE DE COSTA RICA A NICARAGUA

Con base en las características y programas de expansión de los sistemas eléctricos nacionales de Costa Rica y Nicaragua que acaban de mencionarse, se analizan a continuación las posibilidades de transferir la energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica al sistema nicaragüense en sustitución de energía de mayor costo generada en centrales termoeléctricas. Las estimaciones han sido hechas tomando en cuenta la interconexión de los sistemas de Nicaragua y Honduras, prevista para 1975.

1. Metodología

En el estudio sobre la energía hidroeléctrica sobrante que podría vender a Nicaragua, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) señala claramente que las limitaciones de la potencia instalada de sus centrales hidroeléctricas, sólo harían posible las transferencias de energía durante 15 horas del día, precisamente de las cero a las 9:00 horas; de las 13:30 a las 16:00 horas y de las 20:30 a las 24:00 horas. También se establece que la potencia de transmisión en un mes determinado no podría exceder del 40 por ciento de la demanda máxima del sistema en dicho mes.

Para determinar la forma en que la energía excedente de Costa Rica se podría colocar en el sistema nicaragüense, se simplificaron las curvas típicas mensuales de demanda horaria del Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua adoptando solamente cinco niveles promedio de demanda que coincidieran con los períodos del día en que Costa Rica podría transferir energía o no hacerlo. Los valores para los doce meses de 1971, se muestran en el cuadro 6. Se presumió a continuación que las curvas típicas para el período 1975-85 tendrían la misma forma que en 1971 y que las demandas horarias aumentarían en la misma proporción que las energías anuales.

Calculadas las demandas para cada período del día típico de cada mes, se procedió a asignar potencia y energía a las unidades del sistema y a colocar energía procedente de Honduras y Costa Rica en el orden que se indica a continuación y ajustándose a los criterios que se señalan en cada caso (véase de nuevo el cuadro 7).

a) Centrales hidroeléctricas de Nicaragua, Centroamérica y General Anastasio Somoza García: i) energía total anual de 390 GWh; ii) potencia máxima de 100 MW y mínima (en operación) de 20 MW; iii) las unidades pueden entrar y salir del sistema cuando se requiere durante el día; iv) la energía anual puede utilizarse irregularmente durante el mes y el año haciendo uso del embalse con regulación anual.

b) Energía hidroeléctrica de Honduras (1978-1985): i) se colocaron en el sistema de Nicaragua las cantidades de energía anuales que se indican en el cuadro 6; ii) la potencia máxima de transmisión de Honduras a Nicaragua se limitó a 100 MW, y la mínima a 30 MW; iii) la energía fue distribuida por mes según las exigencias del mercado, tomando en cuenta los períodos del día y los meses del año en que Costa Rica puede enviar energía excedente.

c) Energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica (1975-85). Una vez colocadas las energías de las centrales hidroeléctricas de Nicaragua y la procedente de Honduras, se colocó la energía excedente de Costa Rica. Se analizaron dos alternativas: en una primera se colocó la máxima energía posible sin exceder la potencia máxima disponible para su transferencia; en una segunda se limitó la potencia a 50 MW, que corresponden a la capacidad de una línea de 138 kV.

d) Centrales termoeléctricas de Nicaragua. Se adoptaron los siguientes criterios establecidos por la ENALUF: i) las unidades de vapor que debieran ser puestas en operación para cubrir la demanda máxima mensual se mantendrán en operación continua durante el mes; ii) las potencias máxima y mínima de operación de las unidades son las siguientes:

	<u>Máxima</u>	<u>Mínima</u>
Managua 1 y 2	15	10
Managua 3	45	10
Puerto Somoza 1 y 2	50	15
Puerto Somoza 3	100	30

Como criterio de reserva rodante se utilizó el de la unidad mayor en operación menos la potencia de las unidades que pueden entrar en operación en muy corto tiempo (turbinas de gas y unidades diesel). Como existe una unidad de gas de 15 MW en operación, para el período 1975-83 esta reserva deberá ser de 35 MW y de 85 MW^{1/}, de 1983 (año en que entra en operación la unidad de 100 MW) a 1985.

2. Alternativas de interconexión

En estudios anteriores^{2/} se han analizado diversas alternativas de interconexión según la tensión de la línea de transmisión propuesta para unir a los dos sistemas: 138 o 230 kV. En el presente análisis se consideran nuevamente las dos condiciones para establecer las cantidades de energía que podrían transferirse de un sistema a otro.

a) Alternativa 1

Corresponde a una interconexión con una línea de 230 kV cuya capacidad máxima de transmisión se estima en 125 MW. Las restricciones --en cuanto a la potencia máxima de Costa Rica que podría colocarse en Nicaragua-- están dadas, en este caso, por las características del mercado y de las centrales hidroeléctricas de Nicaragua; por la energía procedente de Honduras a la cual se le dio prioridad por ser materia de contrato, y por el criterio de reserva rodante adoptado.

^{1/} Para los efectos de este estudio no se han considerado las unidades diesel (9 MW) instaladas en Managua.

^{2/} Alternativas de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica (GRIE/GT-N-CR/II/2) febrero de 1970, y anexo.

Los excedentes de energía hidroeléctrica de Costa Rica que pueden colocarse mensualmente en Nicaragua bajo estas condiciones se muestran en el cuadro 8 y se resumen, por año, en el cuadro 9. Los resultados indican que durante el período 1975-85 los requerimientos de energía del sistema interconectado nacional de Nicaragua podrían satisfacerse en la siguiente forma:

	<u>GWh</u>
Requerimientos	17 887
Suministros	
Hidro Nicaragua	4 290
Hidro Honduras	4 131
Hidro Costa Rica	2 482
Térmica Nicaragua	6 984

Es decir, con la interconexión a 230 kV se podrían sustituir en ese período aproximadamente 2 500 GWh de energía generada en centrales térmicas de Nicaragua por generación hidroeléctrica sobrante de Costa Rica. No sería posible utilizar, sin embargo, la totalidad de los excedentes de Costa Rica (5 910 GWh en el período) a causa de las limitaciones del mercado de Nicaragua y de las restricciones mencionadas.

b) Alternativa 2

Como base para analizar las ventajas de una interconexión a 138 kV se hicieron estimaciones sobre las cantidades de energía excedente de Costa Rica que podrían colocarse en Nicaragua con la restricción adicional (además de las mencionadas para la alternativa 1) de limitar la potencia máxima de transmisión a 50 MW.

Cuadro 8

NICARAGUA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. REQUERIMIENTOS Y SUMINISTROS MENSUALES DE ENERGIA
AL INTERCONECTARSE CON HONDURAS Y COSTA RICA. ALTERNATIVA I,^a 1975 A 1985

(GWh)

Año	Total anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1975	<u>970</u>	<u>82</u>	<u>79</u>	<u>93</u>	<u>84</u>	<u>87</u>	<u>77</u>	<u>78</u>	<u>78</u>	<u>72</u>	<u>77</u>	<u>78</u>	<u>85</u>
	Requerimientos												
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	33	33	32	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidro Costa Rica	237	25	15	9	28	23	24	23	18	22	23	27
	Térmica Nicaragua	343	24	34	51	26	21	22	22	22	22	23	25
1976	<u>1 172</u>	<u>99</u>	<u>94</u>	<u>112</u>	<u>100</u>	<u>105</u>	<u>94</u>	<u>95</u>	<u>95</u>	<u>88</u>	<u>93</u>	<u>94</u>	<u>103</u>
	Requerimientos												
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	34	33	32	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidro Costa Rica	298	34	7	-	35	33	33	33	27	31	33	32
	Térmica Nicaragua	484	32	57	78	37	29	29	29	29	29	29	38
1977	<u>1 338</u>	<u>114</u>	<u>108</u>	<u>127</u>	<u>113</u>	<u>120</u>	<u>106</u>	<u>110</u>	<u>108</u>	<u>99</u>	<u>106</u>	<u>108</u>	<u>119</u>
	Requerimientos												
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	33	33	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Hidro Costa Rica	310	37	-	-	26	36	36	36	29	34	36	40
	Térmica Nicaragua	638	44	78	94	61	37	41	39	38	39	40	46

/(Continúa)

Cuadro 8 (Continuación)

Año	Total anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1978	<u>1 262</u>	<u>109</u>	<u>102</u>	<u>120</u>	<u>106</u>	<u>113</u>	<u>101</u>	<u>102</u>	<u>101</u>	<u>95</u>	<u>100</u>	<u>102</u>	<u>111</u>
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	32	33	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	160	-	37	51	50	22	-	-	-	-	-	-
	Hidro Costa Rica	270	34	-	-	-	12	27	37	36	26	29	32
	Térmica Nicaragua	442	42	35	36	24	46	41	32	32	37	38	41
1979	<u>1 387</u>	<u>117</u>	<u>112</u>	<u>133</u>	<u>119</u>	<u>125</u>	<u>110</u>	<u>112</u>	<u>112</u>	<u>104</u>	<u>110</u>	<u>111</u>	<u>122</u>
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	32	33	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	776	63	63	75	66	69	61	65	61	63	61	64
	Hidro Costa Rica	36	9	-	-	-	-	-	1	-	4	7	15
	Térmica Nicaragua	185	12	19	25	21	23	16	14	13	11	11	10
1980	<u>1 534</u>	<u>129</u>	<u>125</u>	<u>147</u>	<u>131</u>	<u>136</u>	<u>122</u>	<u>125</u>	<u>124</u>	<u>115</u>	<u>121</u>	<u>124</u>	<u>135</u>
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	33	32	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	685	58	52	58	57	58	56	59	56	58	56	58
	Hidro Costa Rica	237	9	19	25	14	23	22	22	16	20	27	19
	Térmica Nicaragua	222	29	24	31	27	24	11	11	10	10	9	25
1981	<u>1 669</u>	<u>141</u>	<u>135</u>	<u>160</u>	<u>143</u>	<u>150</u>	<u>133</u>	<u>134</u>	<u>134</u>	<u>124</u>	<u>133</u>	<u>136</u>	<u>146</u>
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	33	32	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	582	50	44	49	49	48	49	49	48	49	49	49
	Hidro Costa Rica	246	27	11	13	-	26	26	24	17	22	26	30
	Térmica Nicaragua	451	31	50	65	61	42	27	28	27	29	29	34

Cuadro 8 (Conclusión)

Año	Total anual	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1982	<u>1 845</u>	<u>155</u>	<u>151</u>	<u>177</u>	<u>157</u>	<u>166</u>	<u>146</u>	<u>149</u>	<u>149</u>	<u>137</u>	<u>146</u>	<u>150</u>	<u>162</u>
	Requerimientos												
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	33	32	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	477	41	37	40	40	41	41	41	38	41	38	41
	Hidro Costa Rica	297	37	-	-	-	28	35	33	28	30	33	39
	Térmica Nicaragua	681	44	84	104	84	64	41	42	41	42	47	49
1983	<u>2 030</u>	<u>170</u>	<u>167</u>	<u>193</u>	<u>171</u>	<u>183</u>	<u>162</u>	<u>165</u>	<u>163</u>	<u>152</u>	<u>162</u>	<u>164</u>	<u>178</u>
	Requerimientos												
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	33	32	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	356	31	28	30	29	28	31	31	29	31	28	30
	Hidro Costa Rica	315	45	-	13	-	45	20	35	26	30	35	32
	Térmica Nicaragua	969	61	109	117	109	75	82	66	65	68	69	83
1984	<u>2 230</u>	<u>189</u>	<u>184</u>	<u>213</u>	<u>189</u>	<u>202</u>	<u>178</u>	<u>182</u>	<u>182</u>	<u>167</u>	<u>178</u>	<u>180</u>	<u>186</u>
	Requerimientos												
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	390	33	30	33	33	32	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	634	54	49	53	52	54	54	54	52	54	52	54
	Hidro Costa Rica	186	31	-	-	-	25	-	31	10	29	27	11
	Térmica Nicaragua	1 020	71	105	127	104	94	64	73	73	62	69	88
1985	<u>2 450</u>	<u>206</u>	<u>200</u>	<u>232</u>	<u>203</u>	<u>220</u>	<u>194</u>	<u>220</u>	<u>197</u>	<u>184</u>	<u>194</u>	<u>200</u>	<u>215</u>
	Requerimientos												
	Suministros												
	Hidro Nicaragua	300	33	30	33	33	32	33	33	32	33	32	33
	Hidro Honduras	461	32	37	47	37	38	39	38	38	39	38	39
	Hidro Costa Rica	50	19	-	-	-	-	11	-	-	10	10	-
	Térmica Nicaragua	1 549	122	133	152	138	124	117	126	114	112	120	143

a/ Potencia máxima de transmisión de Costa Rica a Nicaragua: 120 MW.

Cuadro 9

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. REQUERIMIENTOS Y SUMINISTROS ANUALES DE ENERGIA AL INTERCONECTARSE CON HONDURAS Y COSTA RICA. ALTERNATIVAS 1 Y 2, 1975 A 1985

(GWh)

Concepto	Total	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>Alternativa 1^{a/}</u>												
<u>Requerimientos</u>	<u>17 887</u>	<u>970</u>	<u>1 172</u>	<u>1 338</u>	<u>1 262</u>	<u>1 387</u>	<u>1 534</u>	<u>1 669</u>	<u>1 845</u>	<u>2 030</u>	<u>2 230</u>	<u>2 450</u>
Suministros												
Hidro Nicaragua	4 290	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
Hidro Honduras	4 131	-	-	-	160	776	685	582	477	356	634	461
Hidro Costa Rica	2 482	237	298	310	270	36	237	246	297	315	186	50
Térmica Nicaragua	6 984	343	484	638	442	185	222	451	681	969	1 020	1 549
Potencia máxima de transmisión de Costa Rica a Nicaragua (MW)	-	59	79	94	84	43	69	84	102	120	85	41
<u>Alternativa 2^{b/}</u>												
<u>Requerimientos</u>	<u>17 887</u>	<u>970</u>	<u>1 172</u>	<u>1 338</u>	<u>1 262</u>	<u>1 387</u>	<u>1 534</u>	<u>1 669</u>	<u>1 845</u>	<u>2 030</u>	<u>2 230</u>	<u>2 450</u>
Suministros												
Hidro Nicaragua	4 290	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
Hidro Honduras	4 131	-	-	-	160	776	685	582	477	356	634	461
Hidro Costa Rica	1 957	222	214	207	196	36	230	222	207	217	157	49
Térmica Nicaragua	7 509	358	568	741	516	185	229	475	771	1 067	1 049	1 550
Potencia máxima de transmisión de Costa Rica a Nicaragua (MW)	-	50	50	50	50	43	50	50	50	50	50	41

a/ Potencia máxima de transmisión de Costa Rica a Nicaragua: 120 MW.

b/ Potencia máxima de transmisión de Costa Rica a Nicaragua: 50 MW.

/En este

En este caso, la energía total transferible de Costa Rica a Nicaragua se reduciría unos 500 GWh con relación a la alternativa 1. Los resultados para el período 1975-85 en el sistema de Nicaragua serían los siguientes: (Véase de nuevo el cuadro 9.)

	<u>GWh</u>
Requerimientos	17 887
Suministros	
Hidro Nicaragua	4 290
Hidro Honduras	4 131
Hidro Costa Rica	1 957
Térmica Nicaragua	7 509

3. Obras de interconexión

El ICE está construyendo en la actualidad una línea de 230 kV de Barranca a la población de Cañas (a 115 kilómetros de la frontera con Nicaragua) para integrar la provincia de Guanacaste al sistema nacional interconectado. Esta línea operará inicialmente a 138 kV hasta que entre en operación el proyecto hidroeléctrico de la Laguna de Arenal (1979).

Por su parte, la ENALUF tiene en operación una línea de 138 kV hasta la población de Rivas (a 40 km de la frontera con Costa Rica) con una capacidad aproximada de transporte de 40 MW.

Las estimaciones presentadas en la sección 2 anterior indican que para maximizar la cantidad de energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica que se podría colocar en el sistema de Nicaragua, se requerirá, en algunos casos, una potencia máxima de transmisión de 120 MW lo cual implicaría la construcción de una línea de 230 kV. Por otra parte, si se limitase dicha potencia a la capacidad de una línea de 138 kV (50 MW), la energía transferible se reduciría 500 GWh, aproximadamente, durante el período analizado.

Para hacer una comparación económica de las dos alternativas, se han estimado las inversiones necesarias para los dos niveles de tensión, con los siguientes resultados en millones de dólares. (Véase el cuadro 10).

	<u>Nicaragua</u>	<u>Costa Rica</u>	<u>Total</u>
230 kV	3.7	3.1	6.8
138 kV	1.0	2.4	3.4

Los costos anuales de operación y mantenimiento de las obras de interconexión se estiman en 0.8 por ciento de la inversión, más 40 000 dólares anuales (20 000 por país) para gastos de coordinación. Las cifras resultantes son las siguientes:

	<u>Miles de dólares</u>		
	<u>Nicaragua</u>	<u>Costa Rica</u>	<u>Total</u>
230 kV	49	45	94
138 kV	28	39	67

Cuadro 10

NICARAGUA-COSTA RICA: INVERSIONES EN OBRAS DE INTERCONEXION

(Miles de dólares)

	<u>Total</u>	<u>Nicaragua</u>	<u>Costa Rica</u>
<u>I. Línea de 230 kV</u>			
<u>(225 km, 1 circuito, conductor 795 MCM ACSR)</u>			
<u>Total</u>	<u>6 765</u>	<u>3 650</u>	<u>3 115</u>
Línea Cañas-Frontera, 115 km a 19 000 dólares por km	2 185	-	2 185
Línea Masaya-Frontera, 110 km a 19 000 dólares por km	2 090	2 090	-
Refuerzo de la línea Masaya-Managua (25 km, 138 kV 1-circuito, conductor ACSR de 336 MCM) y subestaciones terminales	500	500	-
Subestación Cañas	400	-	400
Subestación Masaya	500	500	-
Equipo onda portadora	60	30	30
Equipo para control de frecuencia	150	50	100
Imprevistos (15 por ciento)	880	480	400
<u>II. Línea de 138 kV</u>			
<u>(155 km, 1 circuito, conductor ACSR 636 MCM)</u>			
<u>Total</u>	<u>3 430</u>	<u>1 005</u>	<u>2 425</u>
Línea Cañas-Rivas, 155 km a 13 000 dólares por km	2 015	520	1 495
Subestación Cañas (autotransformador de 60 MVA y 2 secciones)	260	-	260
Adición a subestación Rivas	80	80	
Capacitores en paralelo (24 MVAR en Costa Rica, 20 MVAR en Nicaragua)	350	160	190
Capacitores en serie para la línea	80	40	40
Equipo de onda portadora	50	25	25
Equipo para control de frecuencia	150	50	100
Imprevistos	445	130	315

III. CONSIDERACIONES ECONOMICAS

En el capítulo anterior se han analizado las posibilidades de transferir energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica a Nicaragua para desplazar generación de centrales termoeléctricas en este último sistema. Los beneficios que se podrían obtener de una interconexión de este tipo estarían basados únicamente en los ahorros de combustible y otros gastos variables de la generación de energía térmica reemplazada. No se cuantifican beneficios de otro carácter como la posibilidad de disminuir la potencia de reserva y la mayor seguridad para la operación de ambos sistemas.

Para obtener una estimación preliminar de los beneficios económicos que la interconexión representaría para los dos países, se ha hecho una evaluación de los ahorros y de los gastos de la misma, durante el período de la vida útil de las obras del proyecto. Para ello se adoptaron los siguientes criterios:

- a) La vida útil de las obras sería de 30 años;
- b) Los ahorros estarían representados por el valor de la energía térmica desplazada en Nicaragua. Se tomó un valor promedio de 4.5 milésimas de dólar por kWh.
- c) Para el período 1986-2004 se consideró que la energía térmica desplazada anualmente en Nicaragua por energía hidro de Costa Rica sería igual al promedio del período estudiado, 1975-85;
- d) Las pérdidas por transmisión se consideraron iguales al cinco por ciento de la energía transmitida.

Los ahorros netos (ahorros menos gastos) calculados con base en dichos criterios se actualizaron al año 1975 a diferentes tasas de interés con los siguientes resultados de rentabilidad (véanse los cuadros 11 y 12):

Alternativa 1	(230 kV)	15 por ciento
Alternativa 2	(138 kV)	28 por ciento

Aunque la rentabilidad sobre la inversión en obras de interconexión a 230 kV es menor que a 138 kV, debe advertirse que se compara favorablemente con las que obtienen el ICE y la ENALUF en sus sistemas nacionales. Además las dos empresas podrían llegar a acuerdos más amplios (compartir reservas, intercambio de potencia firme, etc.) en el futuro, que permitirían obtener mayores beneficios económicos que no podrían conseguirse con una línea de baja capacidad de transporte como la de 138 kV.

Cuadro 11

NICARAGUA-COSTA RICA: VALOR PRESENTE Y PROYECCIONES DE LOS AHORROS NETOS
DE LA INTERCONEXION. ALTERNATIVA 1, 1975 A 2004

(Miles de dólares)

	Total	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986-2004 (por año)	
1. Ahorros en gastos de generación térmica <u>a/</u>		1 068	1 340	1 395	1 215	162	1 068	1 108	1 340	1 420	836	225	1 020	
2. Gastos en obras de interconexión:														
Inversión		6 765	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Operación y mantenimiento		94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	
Pérdidas <u>c/</u>		53	67	70	61	8	53	55	67	71	42	11	51	
3. Ahorros netos (1-2)														
4. Valor presente de los ahorros netos a:		-5 844	1 179	1 231	1 060	60	921	959	1 179	1 255	700	120	875	
6 por ciento														
8 por ciento														
10 por ciento		2 552	-5 844	1 072	1 017	796	41	572	542	606	585	297	46	2 822
12 por ciento		1 397	-5 844	1 052	981	755	38	523	486	533	507	252	39	2 075
15 por ciento		138	-5 844	1 025	931	697	34	458	415	443	410	199	30	1 340
Rentabilidad: 15 por ciento														

a/ Valor de los gastos variables de generación de energía térmica reemplazada por energía hidro de Costa Rica, a 4.5 milésimas de dólar por kWh; para el período 1986-2004, se utilizó el promedio anual de 226 GWh.

b/ A base de 5 por ciento de la energía transmitida.

NICARAGUA-COSTA RICA: VALOR PRESENTE Y PROYECCIONES DE LOS BENEFICIOS NETOS
DE LA INTERCONEXION. ALTERNATIVA 2, 1975 A 2004

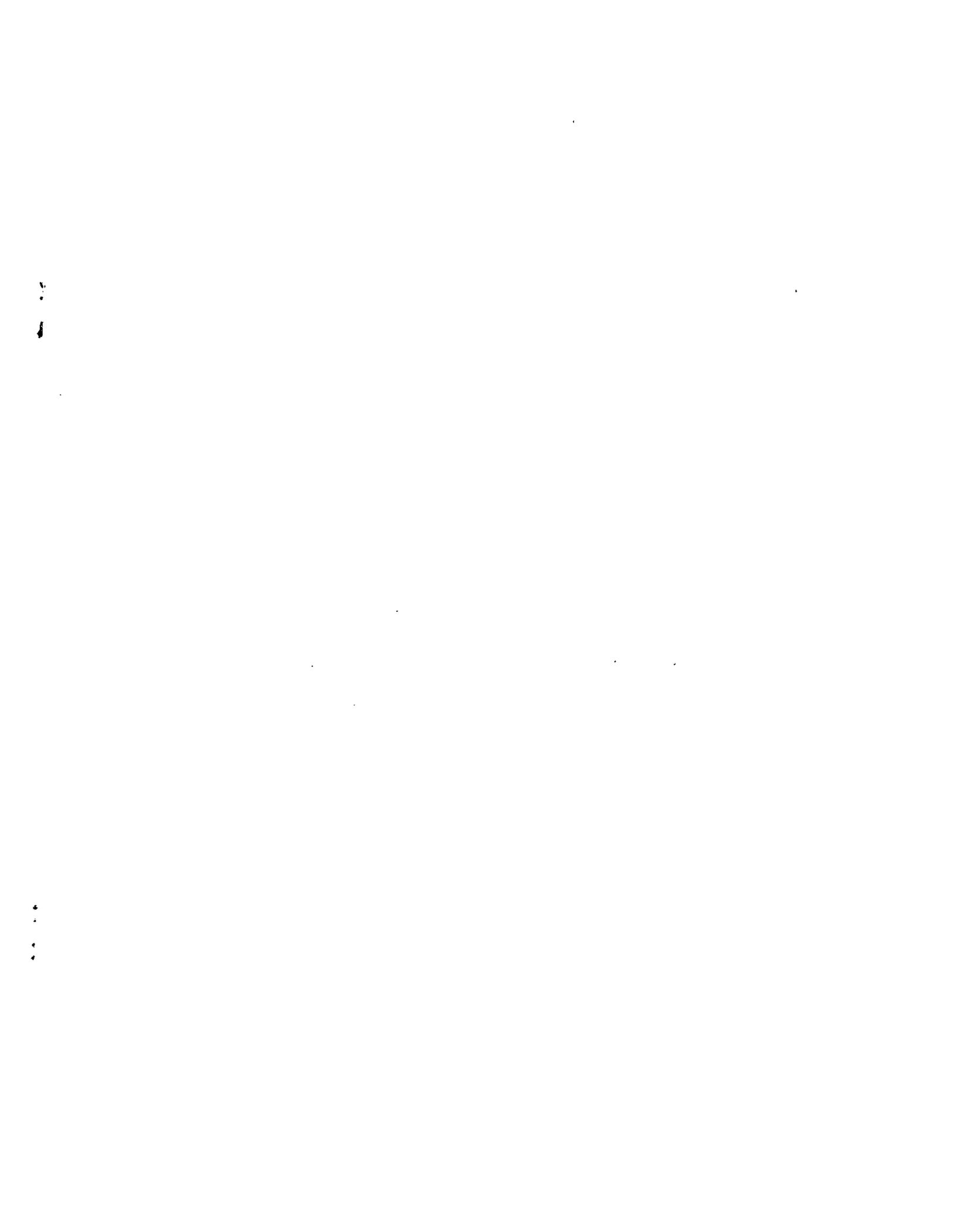
(Miles de dólares)

	Total	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986-2004 (por año)
1. Ahorros en gastos de generación térmica a/		1 000	963	931	882	162	1 035	1 000	931	976	706	220	800
2. Gastos en obras de interconexión													
Inversión		3 430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación y mantenimiento		67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Pérdidas		50	48	47	44	8	52	50	47	49	35	11	40
3. Ahorros netos (1-2)		-2 547	848	817	771	87	916	883	817	860	604	142	693
4. Valor presente de los ahorros netos a:													
15 por ciento	2 059	-2 547	737	618	507	50	455	382	307	281	172	35	1 062
20 por ciento	990	-2 547	707	567	446	42	368	296	228	200	117	23	543
25 por ciento	320	-2 547	678	523	395	36	300	231	171	144	81	15	293
30 por ciento	-133	-2 547	652	483	351	30	247	183	130	105	57	10	166

Rentabilidad: 20 por ciento aproximadamente

a/ Valor de los gastos variables de generación de energía térmica reemplazada por energía hidro de Costa Rica, a 4.5 milésimas de dólar por kWh; para el período 1986-2004 se utilizó el promedio anual de 178 GWh.

b/ A base de 5 por ciento de la energía transmitida.



2
1

1
1