c. 2

NACIONES UNIDAS

COMISION ECONOMICA
PARA AMERICA LATINA
Y EL CARIBE - CEPAL

Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.16/Add.1/Rev.1
(CCE/SC.5/GRIE/IX/3/Add.1/Rev.1)
14 de enero de 1986

ORIGINAL: ESPAÑOL

Comité de Cooperación Económica del
Istmo Centroamericano

Subcomité Centroamericano de Electrificación
y Recursos Hidráulicos

Novena Reunión del Grupo Regional sobre
Interconexión Eléctrica (GRIE)
(Ciudad de México 21 a 23 de agosto de 1985)

DIAGNOSTICO Y PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

Anexo

Información básica, metodologías y aspectos legales e institucionales

86-1-7

INDICE

/17 Istmo

/2. Balances

/2. Indices

/B. Algunas

Página

/5. Costa Rica

/59 Guatemala

I. ESTADISTICAS GENERALES DEL SECTOR ENERGIA

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL HIDROELECTRICO IDENTIFICADO Y SU APROVECHAMIENTO, 1985

	Potencial		Aprovechamiento	
	GWh/año	MW a/	MW	% b/
Total	112 000	25 560	2 602	10.2
Costa Rica	36 900	8 420	619	7.3
El Salvador	5 400	1 230	421	34.2
Guatemala	28 600	6 530	488	7.5
Honduras	14 100	3 220	423	13.1
Nicaragua	10 400	2 370	100	4.2
Panamá	16 600	3 790	551	14.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Calculado sobre la base de un factor de planta de 50%.
b/ Sobre el potencial identificado.

/Cuadro 2

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: LEÑA. RELACION POTENCIAL/DEMANDA, 1983

	Teracalorías/año		Potencial/demanda
	Potencial	Demanda	
Total	176 422	28 116	6.3
Costa Rica	22 550	4 326	5.2
El Salvador	17 230	13 670	1.3
Guatemala	...	...	...
Honduras	...	...	...
Nicaragua	101 552	6 947	14.6
Panamá	35 090	3 173	11.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 3

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL GEOTERMICO PROBABLE

	Número de campos en categoría A a/	Límite de probabilidad 68% b/ Inferior al potencial (MW)	Superior al potencial (MW)	Potencial medio (MW) c/
Total	18	1 620	24 840	6 480
Costa Rica	2	180	2 760	720
El Salvador	2	180	2 760	720
Guatemala	5	450	6 900	1 800
Honduras	...	...	...	...
Nicaragua	8	720	11 040	2 880
Panamá	1	90	1 380	360

Fuente: CEPAL, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano (E/CEPAL/CCE/SC.5/135 (CCE/SC.5/GRIE/VIII/3/Rev.2)), septiembre de 1980, estimaciones sobre la base de The United Nations Approach to Geothermal Resources Assessment (publicación de las Naciones Unidas) (CCE/SC.5/GREG/I/DI.2), Nueva York, septiembre de 1977.

a/ Campos con un grado mayor de confiabilidad y temperatura superior a 180°C, ubicados en el cinturón volcánico.

b/ Cubre el rango de valor medio;más o menos una desviación típica.

c/ Valor esperado.

/Cuadro 4

Cuadro 4

GUATEMALA: RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO CRUDO

(Miles de barriles)

Año a/	Reservas comprobadas	Descubrimientos comerciales b/	Producción total	Producción acumulada	Reserva remanente
1976	10 541.0	10 541.0	92.3	92.3	10 448.7
1977	10 541.0	-	44.2	136.5	10 404.5
1978	10 541.0	-	220.7	357.2	10 183.8
1979	9 904.0	-637.0	571.4	928.6	8 975.4
1980	19 519.7	9 615.7	1 513.3	2 441.9	17 077.8
1981	19 519.7	-	1 503.6	3 945.5	15 574.2
1982	19 519.7	-	2 292.0	8 237.5	13 282.2
1983	19 519.7	-	2 549.3	8 786.8	10 732.9
1984	19 519.7	-	1 715.2	10 502.0	9 017.7

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos. Actualidad petrolera en Guatemala, No. 19, diciembre de 1983.

a/ A diciembre de cada año.

b/ Incluye revisiones.

/Cuadro 5

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA, POR PRODUCTOS

	Consumo total (miles de Tcal	Leña		Subtotal energía comercial		Electricidad		Hidrocarburos c/		Residuos vegetales		Carbón de leña	
		Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal a/	Porcentajes b/	Miles de Tcal	Porcentajes b/	Miles de Tcal	Porcentajes b/	Miles de Tcal	Porcentajes b/
1972	92.75	52.63	56.7	40.12	43.3	3.96	9.9	31.30	78.0	4.30	10.7	0.56	1.4
1973	95.68	53.61	56.0	42.07	44.0	4.25	10.1	32.96	78.4	4.30	10.2	0.56	1.3
1974	98.19	59.95	56.0	43.24	44.0	4.66	10.8	32.94	76.1	5.08	11.8	0.56	1.3
1975	102.30	56.00	54.7	46.30	45.3	5.01	10.8	35.25	76.1	5.57	12.0	0.47	1.1
1976	106.85	56.91	53.3	49.94	46.7	5.44	10.9	37.57	75.2	6.45	12.9	0.47	0.9
1977	111.94	57.70	51.6	54.24	48.4	6.06	11.2	40.83	75.2	6.87	12.7	0.48	0.9
1978	115.50	58.37	50.5	57.13	49.5	6.47	11.3	43.49	76.2	6.70	11.7	0.47	0.8
1979	116.48	59.04	50.7	57.44	49.3	6.75	11.8	43.38	75.5	6.94	12.1	0.37	0.6
1980	115.15	59.87	52.0	55.28	48.0	7.16	13.0	41.11	74.3	6.63	12.0	0.38	0.7
1981	114.40	60.64	53.0	53.76	47.0	7.15	13.3	39.63	73.7	6.60	12.3	0.38	0.7
1982	113.56	61.68	54.3	51.88	45.7	7.18	13.7	37.29	72.0	7.04	13.6	0.37	0.7
1983	117.19	64.33 d/	54.9	52.86	45.1	7.67	14.5	37.97	71.8	6.81	12.9	0.41	0.8
						Tasas de crecimiento							
1972-1983	2.1	1.8		2.5		6.2		1.8		4.3		2.8	
1972-1979	3.3	1.6		5.3		7.9		4.8		7.1		-5.7	
1979-1982	-0.6	1.5		-3.3		2.1		-4.9		0.5		0.9	
1982-1983	3.2	4.3		1.9		6.8		1.8		-3.2		10.8	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos nacionales.
a/ 1 GWh = 0.86 Tcal; de haberse generado esta electricidad con petróleo, el valor calórico se multiplicaría por aproximadamente 3.0
b/ Sobre el subtotal de energía comercial.
c/ Incluye carbón mineral y coque.
d/ Cifra preliminar.

/Cuadro 6

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA COMERCIAL, POR SECTORES

	Total (miles de Tcal)	Residencial y comercial		Transporte		Industrial		Otros a/	
		Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes
1972	40.12	4.98	12.4	14.69	36.5	15.20	37.9	5.25	13.1
1973	42.07	5.16	12.3	16.24	38.6	15.40	36.6	5.27	12.5
1974	43.24	5.17	12.0	16.60	38.4	19.60	45.3	5.17	12.0
1975	46.30	5.32	11.5	18.60	40.2	16.88	36.4	5.50	11.9
1976	49.94	5.66	11.3	20.43	40.9	18.64	37.3	5.21	10.4
1977	54.24	6.08	11.2	21.93	40.4	20.66	38.1	5.57	10.3
1978	57.13	6.50	11.4	23.43	41.0	21.11	37.0	6.09	10.6
1979	57.44	6.55	11.4	23.56	41.0	21.57	37.6	5.76	10.0
1980	55.28	6.86	12.4	22.08	39.9	21.00	38.0	5.34	9.7
1981	53.76	7.17	13.3	20.93	38.9	20.74	38.6	4.92	9.2
1982	51.88	7.13	13.7	20.51	39.5	18.91	36.5	5.32	10.3
1983	52.86	7.56	14.3	20.11	38.0	19.61	37.1	5.58	10.6
				Tasas de crecimiento					
1972-1983	2.5	3.9		2.9		2.3		0.5	
1972-1979	5.3	4.7		7.0		5.1		1.3	
1979-1982	-3.3	2.9		-4.5		-4.3		-3.6	
1982-1983	1.9	6.0		-1.9		3.7		4.9	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos nacionales.
a/ Se refiere al sector público, consumo propio, no energético y no identificado.

/Cuadro 7

Cuadro 7

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO COMERCIAL (LEÑA), POR SECTORES

	Total (miles de Tcal)	Residencial		Industrial	
		Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes
1972	52.63	48.42	92.0	4.21	7.8
1973	53.61	49.28	91.9	4.33	7.8
1974	54.95	50.37	91.7	4.58	8.1
1975	56.00	51.37	91.7	4.63	8.0
1976	56.91	52.19	91.7	4.72	8.1
1977	57.70	53.24	92.3	4.46	7.6
1978	58.37	53.91	92.4	4.46	7.5
1979	59.04	54.56	92.4	4.48	7.4
1980	59.87	55.27	92.3	4.60	7.5
1981	60.64	55.72	91.9	4.92	7.9
1982	61.68	56.61	91.8	5.07	8.0
1983 a/	64.23	59.34	92.4	4.89	7.5
		Tasas de crecimiento			
1972-1983	1.8	3.5		1.4	
1972-1979	1.6	1.7		1.0	
1979-1982	1.5	1.3		7.7	
1982-1983	4.3 a/	4.8 a/		-3.6 a/	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos nacionales.
a/ Cifras preliminares.

./Cuadro 8

Cuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y ESTRUCTURA DE LA OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGIA, SEGUN FUENTES

	Total	Hidroenergía		Geoenergía a/		Petróleo y derivados		Leña		Residuos vegetales	
	Miles de Tcal	Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes	Miles de Tcal	Porcentajes
1972	106.17	2.52	2.3	-	-	43.91	41.4	54.38	51.2	5.36	5.1
1973	111.39	2.73	2.5	-	-	47.63	42.8	55.37	49.7	5.74	5.2
1974	112.37	3.05	2.7	-	-	46.19	41.1	56.51	50.3	6.62	5.9
1975	113.88	2.95	2.6	0.53	0.5	45.23	39.7	57.78	50.7	7.39	6.5
1976	120.45	3.26	2.7	1.69	1.4	48.17	40.0	58.32	48.4	9.01	7.5
1977	127.32	3.13	2.5	2.63	2.1	53.51	42.0	58.71	46.1	9.34	7.3
1978	129.23	4.32	3.3	2.58	2.0	53.86	41.7	59.39	46.0	9.08	7.0
1979	130.09	5.15	4.0	2.75	2.1	53.02	40.8	60.25	46.2	8.92	6.9
1980	128.89	5.78	4.5	2.35	1.8	51.07	39.6	61.08	47.4	8.61	6.7
1981	129.89	6.94	5.3	4.57	3.5	46.95	36.2	62.39	48.0	9.04	7.0
1982	127.77	6.30	4.9	3.33	2.6	45.04	35.3	62.79	49.1	10.31	8.1
1983	132.47	7.36	5.6	3.39	2.6	46.88	35.4	65.40 b/	49.3	9.44	7.1
					Tasas de crecimiento						
1972-1983	2.0	10.2		26.1 c/		0.6		1.7		5.3	
1972-1979	3.0	10.8		50.9 d/		2.7		1.5		7.6	
1979-1982	-0.6	6.8		6.6		-5.1		1.4		4.9	
1982-1983	3.7	16.8		1.8		4.1		4.2 b/		-9.2	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos nacionales.
a/ Se refiere a El Salvador.
b/ Cifras preliminares.
c/ Cubre el período 1975-1983.
d/ Comprende el período 1975-1979.

/Cuadro 9

Cuadro 9

ISTMO CENTROAMERICANO: DEMANDA TOTAL DE DERIVADOS DEL PETROLEO[a/], POR PAISES

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá[b/]
			Millones de barriles				
1972	29.00	3.71	4.05	7.68	2.85	3.97	6.74
1975	34.50	4.38	4.96	7.34	3.35	4.92	9.55
1976	35.19	4.58	5.07	6.95	3.45	5.60	9.54
1977	38.22	5.76	5.26	7.22	3.92	6.68	9.38
1978	41.60	6.16	5.41	10.73	4.01	6.02	9.27
1979	41.03	6.13	5.18	11.58	4.22	4.10	9.82
1980	39.48	5.49	4.78	11.36	4.15	4.69	9.01
1981	36.02	4.89	4.05	10.07	3.97	4.89	8.14
1982	33.80	4.18	4.02	8.94	3.83	4.85	7.98
1983	34.38	4.24	4.10	7.95	4.37	4.92	8.80
			Tasas de crecimiento				
1975-1983	-0.5	-0.4	-2.4	1.0	3.4	0.0	-1.0
1975-1979	4.4	8.8	1.1	12.1	5.9	-4.5	0.7
1979-1982	-6.2	-12.0	-8.1	-8.2	-3.9	5.8	-6.7
1982-1983	1.7	1.4	2.0	-11.1	14.1	1.4	10.3

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas nacionales de hidrocarburos.
a/ Incluye consumo para generación termoeléctrica.
b/ Excluye el Area del Canal. Incluye consumo de turbocombustible.

/Cuadro 10

Cuadro 10

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO POR TIPO Y POR PAIS, 1983

	Total		Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua		Panamá[a/]	
	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%
Total	34 382	100.0	4 244	100.0	4 103	100.0	7 945	100.0	4 375	100.0	4 915	100.0	8 800	100.0
Gas de refinería	522	1.5	-	-	55	1.3	44	0.6	35	0.8	68	1.4	320	3.6
Gas licuado	1 966	5.7	154	3.6	312	7.6	636	8.0	106	2.4	213	4.3	545	6.2
Gasolinas	7 715	22.4	972	22.9	1 119	27.3	2 013	25.3	857	19.6	1 016	20.7	1 738	19.8
Queroseno y turbocombustible	2 669	7.8	205	4.8	319	7.8	701	8.8	545	12.4	276	5.6	623	7.1
Diesel[b/]	12 608	36.7	1 972	46.5	1 353	33.0	2 851	35.9	2 142	49.0	1 571	32.0	2 719	30.9
Combustóleo[b/]	8 260	24.0	829	19.5	861	21.0	1 460	18.4	690	15.8	1 638	33.3	2 782	31.6
Otros[c/]	642	1.9	112	2.7	84	2.0	240	3.0	-	-	133	2.7	73	0.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas nacionales de hidrocarburos.
a/ Incluye consumo a bordo de turbocombustible.
b/ Incluye consumo para generación termoeléctrica.
c/ Incluye no energéticos y gas de refinación.

/Cuadro 11

Cuadro 11

ISTMO CENTROAMERICANO: COMERCIO EXTERIOR DE PETROLEO Y DERIVADOS, 1983

(Millones de barriles)

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Petróleo							
Importación a/	28.54	2.51	4.44	4.41	2.34	3.85	10.99
Exportación	2.22	-	-	2.22	-	-	-
Derivados del petróleo							
Importación	10.65	2.43	0.23	3.57	2.10	1.30	1.02
Exportación	4.57	0.29	0.47	-	0.12	0.01	3.69
Gas licuado importación	1.24	0.16	0.01	0.60	0.09	0.05	0.33
Gasolinas y naftas							
Importación	2.74	0.57	0.10	1.12	0.52	0.33	0.10
Exportación	0.07	0.05	-	-	-	-	0.02
Queroseno y turbocombustible	0.67	0.08	0.02	0.21	0.31	0.02	0.03 b/
Diesel							
Importación	5.28	1.54	0.05	1.34	1.18	0.61	0.56
Exportación	0.81	-	-	-	-	-	0.81 c/
Combustóleo							
Importación	0.40	0.06	-	0.13	-	0.21	-
Exportación	3.61	0.24	0.40	-	0.12	-	2.85 c/
No energéticos							
Importación	0.32	0.02	0.05	0.17	...	0.08	-
Exportación	0.08	-	0.07	-	...	0.01	-

Fuente: CEPAL, Estadísticas de hidrocarburos, 1981 (E/CEPAL/MEX/CCE/SC.5/L.152), 26 de abril de 1983; para Honduras, Balance Energético Nacional, 1981.

a/ Crudo y reconstituido; b/ Importación menos exportación, y c/ Incluye consumo a bordo en barcos.

/Cuadro 12

Cuadro 12

ISTMO CENTROAMERICANO: INCIDENCIA DE LOS HIDROCARBUROS EN EL BALANCE COMERCIAL, 1983

(Millones de dólares)

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1. Importaciones totales	6 754	1 064	1 088	1 299	802	875	1 626
2. Exportaciones totales	5 947	1 028	921	1 179	797	445	1 577
3. Importación de hidrocarburos	1 266	164	140	271	152 a/	160	379 a/
4. Exportación de hidrocarburos b/	178	8	11	59	3	-	97
5. Saldo neto de hidrocarburos (4-3)	-1 088	-156	-129	-212	-149	-160	-282
6. Participación de los hidrocarburos en las importaciones (5/1) c/	16.2	14.7	11.9	16.3	18.6	18.3	17.3
7. Participación de los hidrocarburos en las exportaciones (5/2) c/	18.3	15.2	14.0	18.0	18.7	36.0	24.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Cifras estimadas.
b/ Calculado sobre la base de precios estimados.
c/ Porcentajes.

/Cuadro 13

Cuadro 13

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE REFINACION Y DEMANDA INTERNA, 1983
(Barriles por día calendario)

	Compañía	Destilación atmosférica	Destilación al vacío	Reformación catalítica	Tratamiento de destilados	Craqueo térmico	Viscorre-ducción	Demanda interna	Relación capacidad[a/] - demanda
Total		169 000	16 500	27 150	49 500	5 000	20 000	94 200	1.80
Costa Rica Mohín	Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) b/	16 000	700	1 500	3 100	5 000[c/]		11 600	1.38
El Salvador Acajutla	Refinadora Acajutla, S.A. (RASA) d/	16 000	1 900	2 900	6 500			11 200	1.43
Guatemala									
Escuintla	Texas Petroleum	17 000		3 000	2 400			21 800	0.78
Puerto Barrios	Guatemala-California Inc. e/	12 000		3 150	2 300				
Honduras Puerto Cortés	Texaco	14 000		1 800	4 700			12 000	1.17
Nicaragua Managua	Esso	14 000	1 900	2 800	4 500			13 500	1.04
Panamá Bahía Las Minas	Texaco	80 000	12 000	12 000	26 000		20 000	24 100	3.32

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Destilación atmosférica.
b/ Empresa estatal.
c/ Entrará en operación a comienzos de 1985.
d/ Esso-Shell.
e/ Dejó de operar en 1975.

/Cuadro 14

Cuadro 14

ISTMO CENTROAMERICANO: PRODUCCION DE REFINERIAS POR PRODUCTO Y PAIS, 1983

	Total		Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua		Panamá	
	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%
Total	28 997	100.0	2 307	100.0	4 303	100.0	4 228	100.0	2 333	100.0	4 003	100.0	11 823	100.0
Gas licuado	711	2.5	29	1.3	290	6.7	31	0.7	19	0.8	162	4.1	180	1.5
Gasolinas	5 164	17.8	501	21.7	1 009	23.4	886	21.0	321	13.8	725	18.1	1 722	14.6
Queroseno y turbocombustible	2 053	7.1	169	7.3	277	6.4	471	11.1	239	10.2	266	6.6	631	5.3
Diesel	8 496	29.3	569	24.7	1 337	31.1	1 462	34.6	942	40.4	1 165	29.1	3 021	25.6
Combustóleo	11 664	40.2	954	41.3	1 220	28.4	1 332	31.5	778	33.3	1 490	37.2	5 890	49.8
Otros	909	3.1	85	3.7	170	4.0	46	1.1	34	1.5	195	4.9	379	3.2

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas nacionales de hidrocarburos.

II. ESTADISTICAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO

A. Demanda y oferta de energía eléctrica

1. Consumo

Cuadro 15

ISTMO CENTROAMERICANO: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR SECTORES a/

	Total (GWh)	Residencial		Comercial		Industrial		Público y otros	
		GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1972	4 519.1	1 481.0	32.8	765.9	16.9	1 563.3	34.6	708.9	15.7
1973	4 824.0	1 548.3	32.1	813.3	16.9	1 719.1	35.6	743.3	15.4
1974	5 323.3	1 681.5	31.6	922.7	17.3	1 911.6	35.9	807.5	15.2
1975	5 705.9	1 781.6	31.2	1 017.6	17.8	2 031.7	35.6	875.0	15.4
1976	6 197.8	1 884.6	30.4	1 115.3	18.0	2 198.0	35.5	999.9	16.1
1977	6 777.9	2 018.7	29.8	1 209.8	17.9	2 470.1	36.4	1 079.3	15.9
1978	7 302.4	2 137.7	29.3	1 319.0	18.1	2 675.0	36.6	1 170.7	16.0
1979	7 601.2	2 247.6	29.6	1 278.8	16.8	2 855.1	37.6	1 219.7	16.0
1980	7 848.2	2 427.8	30.9	1 365.1	17.4	2 884.5	36.8	1 170.8	14.9
1981	8 198.6	2 620.9	32.0	1 361.8	16.6	2 948.9	36.0	1 267.0	15.4
1982	8 297.5	2 740.2	33.0	1 469.3	17.7	2 751.7	33.2	1 336.3	16.1
1983	8 853.6	2 904.5	32.8	1 565.5	17.7	2 872.9	32.4	1 510.7	17.1
				Tasas de crecimiento					
1972-1979	7.7	6.1		7.6		9.0		8.1	
1979-1982	3.0	6.8		4.7		-1.2		3.1	
1982-1983	6.7	6.0		6.5		4.4		13.1	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras suministradas por las principales empresas eléctricas.
a/ Incluye el área del Canal de Panamá.

/Cuadro 16

Cuadro 16

ISTMO CENTROAMERICANO: SISTEMAS NACIONALES INTERCONECTADOS.
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

(GWh)

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá[a/]
1972	1 563.3	280.2	275.1	242.2	141.5	209.8	414.5
1973	1 719.1	300.2	312.3	287.8	173.0	217.5	428.3
1974	1 911.6	332.2	349.1	319.8	216.2	269.6	424.7
1975	2 031.7	341.9	410.0	357.2	232.4	257.8	432.4
1976	2 198.0	361.1	457.7	405.5	255.2	289.9	428.6
1977	2 470.1	434.9	531.4	471.8	295.3	308.8	427.9
1978	2 675.0	500.0	588.7	520.1	316.0	307.8	442.4
1979	2 855.1	636.7	648.7	542.6	340.2	226.2	460.7
1980	2 904.5	750.8	515.5	511.8	378.9	241.3	506.2
1981	2 948.9	801.4	466.1	481.7	415.2	285.5	499.0
1982	2 751.7	725.7	440.5	381.1	401.2	275.3	527.9
1983	2 872.9	734.5	473.8	361.4	463.2	311.3	528.7
			Tasas de crecimiento				
1972-1979	9.0	12.4	13.0	12.2	13.4	1.1	1.5
1979-1982	-1.2	4.5	-12.1	-11.1	5.7	6.8	4.6
1982-1983	4.4	1.2	7.6	-5.2	15.5	13.1	0.2

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras suministradas por las principales empresas eléctricas.
a/ Incluye el Área del Canal.

/Cuadro 17

CUADRO 17

ISTMO CENTROAMERICANO: DEMANDA INTERNA DE ENERGIA ELECTRICA[a/] (GWh)
Y POTENCIA (MW) EN BARRAS DEL SISTEMA DE ALTA TENSION

	Total		Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua		Panamá[b/]	
	Energía	Potencia c/	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia	Energía	Potencia
1972	5 012	...	1 125	232	763	149	669	135	310	63	610	124	1 535	...
1973	5 521	...	1 191	249	871	162	753	143	361	64	584	114	1 761	...
1974	5 977	...	1 314	270	944	175	816	163	434	83	727	129	1 742	...
1975	6 367	...	1 393	278	1 002	183	922	185	484	84	783	141	1 783	...
1976	7 045	...	1 531	303	1 134	217	1 004	199	539	106	917	170	1 920	...
1977	7 638	...	1 629	326	1 282	238	1 158	237	616	106	1 021	189	1 932	...
1978	8 287	1 533	1 783	355	1 432	257	1 286	248	691	123	1 013	203	2 082	347
1979	8 598	1 640	1 860	374	1 554	278	1 369	265	781	135	826	198	2 208	390
1980	9 083	1 669	2 117	405	1 497	269	1 391	273	865	149	918	175	2 295	398
1981	9 345	1 747	2 258	417	1 421	264	1 382	287	936	171	970	195	2 378	413
1982	9 611	1 809	2 253	438	1 402	272	1 342	271	1 003	182	1 031	193	2 580	453
1983	10 172	1 877	2 345	451	1 513	286	1 350	277	1 096	197	1 144	200	2 724	466

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras suministradas por las principales empresas eléctricas.
a/ Generación neta más importación-exportación.
b/ Incluye el Área del Canal.
c/ Suma de demandas máximas no coincidentes.

/2. Generación

2. Generación y capacidad instalada

Cuadro 18

ISTMO CENTROAMERICANO: SISTEMAS NACIONALES INTERCONECTADOS. GENERACION NETA POR TIPO DE PLANTA

(GWh)

Año	Total				Costa Rica			El Salvador				Guatemala			Honduras			Nicaragua				Panamá a/		
	Total	Hidro	Geotérmica	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Geotérmica	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Geotérmica	Térmica	Total	Hidro	Térmica
1972	5 012	2 708	-	2 304	1 125	1 069	56	763	427	-	336	669	235	434	310	304	6	610	284	-	326	1 535	389	1 146
1973	5 521	2 717	-	2 804	1 191	1 102	89	871	438	-	433	753	260	493	361	359	2	584	293	-	291	1 761	265	1 496
1974	5 977	3 135	-	2 842	1 314	1 220	94	944	515	-	429	816	287	529	434	400	34	727	350	-	377	1 742	363	1 379
1975	6 367	3 028	66	3 273	1 393	1 270	123	1 002	403	66	533	922	282	640	484	419	65	783	353	-	430	1 783	301	1 482
1976	7 045	3 434	257	3 354	1 531	1 406	125	1 134	435	257	442	1 004	305	699	546	432	114	910	379	-	531	1 920	477	1 443
1977	7 638	3 092	366	4 180	1 629	1 309	320	1 282	526	356	390	1 158	227	931	624	469	155	1 013	120	-	893	1 932	441	1 491
1978	8 287	4 405	358	3 524	1 783	1 429	354	1 432	865	358	209	1 286	277	1 009	691	646	45	1 013	175	-	838	2 082	1 013	1 069
1979	8 598	5 113	359	3 126	1 859	1 584	275	1 554	1 112	359	83	1 369	268	1 101	781	741	40	826	369	-	457	2 209	1 039	1 170
1980	9 083	5 908	357	2 818	2 114	2 091	23	1 497	1 078	357	62	1 391	277	1 114	856	782	74	927	497	-	430	2 298	1 183	1 115
1981	9 345	6 317	561	2 467	2 256	2 255	1	1 421	764	561	96	1 382	342	1 040	943	821	122	963	484	-	479	2 380	1 651	729
1982	9 611	6 159	470	2 982	2 358	2 357	1	1 402	857	470	75	1 342	479	863	996	846	150	930	410	-	520	2 583	1 210	1 373
1983	10 172	6 667	542	2 963	2 820	2 820	-	1 513	974	479	60	1 350	805	545	949	831	118	813	238	63	512	2 727	990	1 728
												Tasas de crecimiento												
1972-1979	8.0	9.5	52.7 b/	4.5	7.4	5.8	25.5	10.7	14.7	52.7 b/	-18.1	10.8	1.9	14.2	14.1	13.6	31.1	4.4	3.8	-	4.9	5.3	15.1	0.3
1979-1982	3.8	6.6	9.4	-1.6	8.2	14.2	-84.6	-3.4	-8.3	9.4	-3.3	-0.7	21.3	-7.8	8.4	4.5	55.4	4.0	3.6	-	4.4	5.4	5.2	5.5
1982-1983	5.8	8.2	15.3	-0.6	19.6	19.6	-	7.9	13.7	1.9	-20.0	0.6	68.1	-36.8	-4.7	-1.8	-21.3	-12.6	-42.0	-	-1.5	5.6	-17.4	25.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales de las principales empresas eléctricas.

a/ Incluye el Area del Canal.

b/ Se refiere al período 1975-1979.

Cuadro 19

ISTMO CENTROAMERICANO: SISTEMAS NACIONALES INTERCONECTADOS. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE PLANTA

(MW)

	Total				Costa Rica			El Salvador				Guatemala			Honduras			Nicaragua				Panamá a/		
	Total	Hidro	Geotérmica	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Geotérmica	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Geotérmica	Térmica	Total	Hidro	Térmica
1972	1 432	655	-	777	295	227	68	240	109	-	131	198	87	111	119	70	49	209	100	-	109	371	62	309
1973	1 493	654	-	839	295	227	68	269	109	-	160	197	87	110	107	69	38	206	100	-	106	417	63	354
1974	1 616	665	-	951	337	228	109	272	109	-	163	209	96	113	134	69	65	206	100	-	106	458	63	395
1975	1 624	663	30	931	335	226	109	314	109	30	175	209	96	113	134	69	65	195	100	-	95	437	63	374
1976	1 944	811	60	1 073	337	224	113	346	109	60	177	260	96	164	138	69	69	249	100	-	149	614	213	401
1977	2 198	881	60	1 257	386	225	161	423	177	60	189	310	97	213	138	69	69	305	100	-	205	636	213	423
1978	2 427	1 070	60	1 297	439	286	153	496	244	60	192	353	97	256	178	109	69	304	100	-	204	657	234	423
1979	2 535	1 198	60	1 277	506	344	162	468	243	60	165	369	99	269	178	109	69	304	100	-	204	711	303	408
1980	2 672	11 293	95	1 284	586	445	141	503	243	95	165	368	99	269	220	109	111	299	100	-	199	696	297	399
1981	2 770	1 389	95	1 286	586	445	141	503	243	95	165	446	189	257	234	109	125	300	100	-	200	701	303	398
1982	2 963	1 587	95	1 281	760	619	141	521	243	95	183	444	188	255	243	131	112	300	100	-	200	695	306	388
1983	3 343	1 898	130	1 315	775	620	155	611	333	95	183	664	408	256	243	131	112	333	100	35	198	717	306	411
											Tasas de crecimiento													
1972-1979	8.5	9.0	18.9 b/	7.4	8.0	6.1	13.2	10.0	12.1	18.9	3.4	9.2	1.8	13.5	5.9	6.4	5.1	5.5	-	-	9.3	9.7	25.5	4.0
1979-1982	5.3	32.5	16.6	0.1	14.5	21.6	-4.5	3.6	-0.1	16.6	3.5	6.5	23.9	-1.6	10.9	6.6	17.1	-0.5	-	-	-0.7	-0.8	0.4	1.7
1982-1983	12.8	19.6	36.8	2.7	2.0	0.1	9.9	17.3	37.1	-	-	49.5	117.2	-	0.2	-	10.4	10.9	-	-	-1.2	3.2	-	5.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales de las principales empresas eléctricas.

a/ Incluye el Area del Canal.

b/ Se refiere al período 1975-1979.

/Cuadro 20

Cuadro 20

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CENTRALES EXISTENTES A 1985

	Año de instalación	Capacidad (MW)	Unidades	Energía generable (GWh) Año seco	Energía generable (GWh) Año medio	Energía generable embalsada (GWh)
Total		760		2 479	2 957	1 637.9
Hidroeléctricas		619		2 479	2 957	1 637.9
Menores	-	39	Varias	251	284	-
La Garita	1958	30	2	156	190	0.2
Río Macho a/b/	1963	120	5	332	518	0.4
Cachí a/b/	1966	100	3	468	685	25.0
Arenal c/	1979	156	3	616	616	783.0
Corobicí c/	1982	174	3	656	664	829.3
Termoeléctricas		141		-	-	-
San Antonio (gas)	1973	38	2	-	-	-
Barranca (gas)	1974	42	2	-	-	-
Colima (diesel) d/	1956	19	6	-	-	-
Moín (diesel) d/	1977	32	4	-	-	-
Menores (diesel)	-	10	11	-	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

a/ No incluye el agua que extraerá el proyecto Orosí, equivalente a 75 GWh en año medio y a 88 GWh en año crítico, y son aplicables a partir de 1987.

b/ Proyecto en cascada con la siguiente secuencia: Río Macho, Cachí.

c/ Proyecto en cascada con la siguiente secuencia: Arenal, Corobicí.

d/ Estas termoeléctricas consumen combustóleo y diesel.

/Cuadro 21

Cuadro 21

EL SALVADOR: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CENTRALES EXISTENTES A 1985

	Año de instalación	Capacidad (MW)	Unidades	Energía generable (GWh) Año seco	Energía generable (GWh) Año medio	Energía generable embalsada (GWh)
1. Total (2+5)		644	-	2 213	2 589	770.2
2. Subtotal (3+4)		516	-	2 213	2 589	770.2
3. Hidroeléctricas		421	-	1 589	1 965	770.2
Menores		9	Varias	-	-	-
Guajoyo a/	1963	15	1	35	58	57.4
Cerrón Grande a/	1977	135	2	422	564	266.9
5 de Noviembre a/	1954	82	5 b/	524	595	277.8
15 de Septiembre a/	1984	180	2	608	748	168.1
4. Geotérmicas		95		624	624	-
Ahuachapán	1976 y 1980	95	3 c/	624	624	-
5. Termoeléctricas		128				
Vapor (Acajutla)	1966 y 1969	63	2 d/			
Gas	1973	60	4			

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

a/ Proyectos en cascada con la secuencia siguiente: Guajoyo, Cerrón Grande, 5 de Noviembre y 15 de Septiembre.

b/ Cuatro de 15 MW y una de 22 MW de potencia.

c/ Dos de 30 MW y una de 35 MW de potencia.

d/ Una de 30 MW y una de 33 MW de potencia.

/Cuadro 22

Cuadro 22

GUATEMALA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CENTRALES EXISTENTES A 1985

	Año de instalación	Capacidad (MW)	Unidades	Energía generable (GWh) Año seco	Energía generable (GWh) Año medio	Energía generable embalsada (GWh)
Total		665		1 515	2 198	862.8
Hidroeléctricas		408		1 515	2 198	862.8
Menores		25	Varias	58	74	-
Los Esclavos	1966	13	2	40	53	0.1
Marinalá	1969	60	3	123	163	15.2
Aguacapa	1982	60 a/	3	168	337	-
Chixoy b/	1983	250	5	1 126	1 571	847.5
Termoeléctricas		257 c/				
Escuintla (vapor)	1972 1977	86	2 d/			
Escuintla (gas)	1966 1968	74	4 e/			
Laguna (vapor)	1961	34	4			
Laguna (gas) e/	1978	50	2			
Gas y diesel	1964	13	-			

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE).
a/ Su capacidad original era de 90 MW, pero una unidad salió de operación por inundación en la sala de máquinas.
b/ Dejó de operar al inicio de 1985 y al final de 1984.
c/ Efectivos 243 MW.
d/ Una de 33 MW y una de 35 MW de potencia.
e/ Dos de 12 MW y dos de 25 MW de potencia.

/Cuadro 23

Cuadro 23

HONDURAS: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CENTRALES EXISTENTES A 1985

	Año de instalación	Capacidad (MW)	Unidades	Energía generable (GWh) Año seco	Energía generable (GWh) Año medio	Energía generable embalsada (GWh)
Total		523		1 488	1 960	2 273.8
Hidroeléctricas		423		1 488	1 960	2 273.8
Cañaveral a/	1964	28	2	116	171	180.9
Río Lindo a/	1971	80	4	342	475	485.5
Níspero	1982	23	1	44	71	0.4
El Cajón	1985	292	3	986	1 243	1 607.0
Termoeléctricas		100				
Santa Fe (diesel)	1968	10	4			
La Ceiba (diesel)	1974	26	4			
San Lorenzo (diesel)	1976	4	5			
La Puerta (gas)	1970	15	1			
Miraflores (gas)	1972	15	1			
Cortés (diesel) b/	1980	30	4			

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).
a/ Proyecto en cascada con la secuencia: Cañaveral, Río Lindo.
b/ Consumo bunker C.

/Cuadro 24

Cuadro 24

NICARAGUA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CENTRALES EXISTENTES A 1985

	Año de instalación	Capacidad (MW)	Unidades	Energía generable (GWh) Año seco	Energía generable (GWh) Año medio	Energía generable embalsada (GWh)
1. Total (2+5)		335		564	661	317.2
2. Subtotal (3+4)		135		564	661	317.2
3. Hidroeléctricas		100		300	397	317.2
Centroamérica a/		50	2	164	202	179.8
Carlos Fonseca a/		50	2	136	195	137.4
4. Geotérmica		35		264	264	
Momotombo	1983	35	1	264	264	
5. Termoeléctricas		200				
Managua 1 (vapor)	1958	30	2			
Managua 2 (vapor)	1970	45	1			
Nicaragua (vapor)	1977	106	2			
Chinandega (gas)	1967	15	1			
Diesel		4	-			

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE).
a/ Proyecto en cascada con la secuencia: Centroamérica y Carlos Fonseca.

/Cuadro 24

Cuadro 25

PANAMA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, CENTRALES EXISTENTES A 1985

	Año de instalación	Capacidad (MW)	Unidades	Energía generable (GWh) Año seco	Energía generable (GWh) Año medio	Energía generable embalsada (GWh)
1. Total (2+3)		1 017		1 994	2 657	864.3
2. Hidroeléctricas		607		1 994	2 657	864.3
Bayano	1976	150	2	345	605	562.0
La Estrella a/	1979	42	2	173	273	0.1
Los Valles a/	1979	48	2	215	237	-
Fortuna	1984	300	3	1 071	1 242	302.2
La Yeguada y otras		11	...	40	50	...
Madden-Gatún b/		56	...	150	250	...
3. Termoeléctricas		410				
9 enero No.1 (vapor) c/	1964	24	1			
9 enero No.2 (vapor)	1969-1974	40	1			
9 enero No.3 (vapor)	1969-1974	40	1			
9 enero No.4 (vapor)	1969-1974	40	1			
9 enero No.5 (diesel)	1959	7	2			
San Francisco (vapor) d/	1949-1960	11	2			
San Fransisco (diesel) e/	1976	12	1			
Subestación Panamá (turbina de gas)		43	-			
Piel Stick (diesel) f/	1976	28	4			
Menores (diesel)		43	-			
Miraflores-MT Hope b/ g/		122	6			

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) y la Comisión del Canal de Panamá.

a/ Proyectos en cascada con la secuencia: La Estrella y Los Valles; b/ Corresponde al área del Canal; c/ Se convierte a ciclo combinado en 1994; d/ Retiro en 1987; e/ Retiro en 1989; f/ Consume bunker C; y g/ Miraflores 100 MW (vapor) y MT Hope 21.7 MW (diesel).

B. Resultados financieros

1. Utilidad, ingresos y gastos de explotación

Cuadro 26

COSTA RICA: ICE Y CNFL. UTILIDAD, INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACION

(Millones de colones)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL
1. Ingresos de explotación	462	336	528	366	734	534	1 125	786	1 968	1 225	4 343	2 307
2. Gastos totales de explotación	225	309	286	343	313	509	401	748	824	1 214	1 367	2 190
Gastos indirectos	117	26	150	29	209	58	253	98	603	158	972	218
De administración	57	11	82	13	48	17	47	23	74	36	121	55
Depreciación	57	12	66	13	108	14	135	38	412	63	677	71
Impuestos	2	3	2	3	3	-	3	-	3	-	4	-
Otros	1	-	-	-	50	27	68	37	114	59	170	92
Gastos directos	108	283	136	314	104	451	148	650	221	1 056	395	1 972
Producción	84	255	105	279	55	422	68	617	96	1 004	169	1 887
Generación	41	9	48	12	52	14	64	17	85	26	155	44
Compras	43	246	57	267	3	408	4	600	11	978	14	1 843
Transmisión	10	-	12	-	15	-	19	1	30	-	53	1
Distribución	13	28	19	35	34	29	61	32	95	52	172	84
Otros	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
3. Ingresos netos de explotación (1-2)	237	27	242	23	421	25	724	38	1 144	11	2 976	117
4. Intereses y gastos financieros sobre activos en operación	73	14	87	17	256	23	955	77	2 517	158	3 835	157
5. Impuestos sobre la renta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Utilidad neta de explotación (3-4-5)	164	13	155	6	165	2	-231	-39	-1 373	-147	-859	40

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 27

EL SALVADOR: CEL Y CAESS. UTILIDAD, INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACION

(Millones de colones)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	CEL	CAESS	CEL	CAESS	CEL	CAESS	CEL	CAESS	CEL	CAESS	CEL	CAESS
1. Ingresos de explotación	106	100	124	111	136	119	130	115	131	120	144	130
2. Gastos totales de explotación	41	91	41	102	52	q 112	78	107	85	111	87	122
Gastos indirectos	20	9	24	11	29	12	37	12	39	11	46	13
De administración	4	6	6	7	10	7	15	7	17	7	21	8
Depreciación	16	3	18	3	19	3	22	4	22	4	25	4
Impuestos	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Otros	-	-	-	1	-	1	-	1	-	-	-	-
Gastos directos	21	82	17	91	23	100	41	95	46	100	41	109
Producción	17	78	11	87	14	95	28	91	33	94	28	102
Generación	17	-	11	-	14	-	28	1	33	1	28	1
Compras	-	78	-	87	-	95	-	90	-	93	-	101
Transmisión	3	1	4	1	6	1	9	1	9	1	9	1
Distribución	1	3	2	3	3	4	4	3	4	5	4	6
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Ingresos netos de explotación (1-2)	65	9	83	9	84	7	52	8	46	9	57	8
4. Intereses y gastos financieros sobre activos en operación a/	26	1	26	-	26	1	28	1	34	1	30	1
5. Impuestos sobre la renta	-	-	-	3	-	2	-	2	-	2	-	2
6. Utilidad neta de explotación (3-4-5)	39	8	57	6	58	4	24	5	12	6	27	5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ En el caso del CEL incluye también intereses sobre activos en construcción por no disponerse del desglose de intereses sobre activos en operación y construcción.

/Cuadro 28

Cuadro 28

GUATEMALA: INDE Y EEGSA. UTILIDAD, INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACION

(Millones de quetzales)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA
1. Ingresos de explotación	44.0	62.5	64.8	83.3	83.8	118.1	94.5	140.5	81.5	131.2	93.3	128.0
2. Gastos totales de explotación	38.6	59.1	54.0	83.7	77.6	111.8	86.5	132.8	67.9	121.7	57.8	118.1
Gastos indirectos	10.1	5.7	11.5	7.5	13.4	11.9	13.5	15.8	16.3	17.8	18.0	21.2
De administración	5.0	1.7	4.1	2.0	6.6	2.6	5.2	3.1	4.3	3.2	3.7	3.7
Depreciación	4.4	2.4	5.3	3.5	5.7	3.6	5.8	3.9	9.0	4.3	10.3	4.7
Impuestos	-	1.3 a/	-	1.7 a/	-	3.8 a/	-	8.7 a/	-	10.3 a/	-	9.4 a/
Otros	0.6	0.3	2.1	0.3	1.1	1.9	2.5	0.1	3.0	0.1	4.0	3.5
Gastos directos	28.5	53.4	42.5	76.2	64.2	99.9	73.0	117.0	51.6	103.8	39.8	96.8
Producción	26.8	51.2	40.6	73.6	62.0	96.9	70.4	113.6	48.0	100.5	35.7	...
Generación	26.8	19.0	40.6	26.5	62.0	35.6	70.4	43.2	48.0	37.3	35.7	...
Compras	-	32.2	-	47.1	-	61.3	-	70.4	-	63.2	-	72.0
Transmisión	0.8	0.3	0.8	0.4	0.8	0.5	1.1	0.7	2.0	0.4	2.3	...
Distribución	0.9	1.9	1.1	2.2	1.4	2.5	1.5	2.7	1.6	2.9	1.8	...
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Ingresos netos de explotación (1-2)	5.6	3.4	10.8	-0.4	6.2	6.3	8.0	7.7	13.6	9.5	35.5	9.9
4. Intereses y gastos financieros sobre activos en operación b/	1.5	1.0	1.7	1.7	1.9	2.1	1.3	1.8	9.6	1.3	10.5	1.0
5. Impuestos sobre la renta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Utilidad neta de explotación (3-4-5)	3.9	2.4	9.1	-2.1	4.3	4.2	6.7	5.9	4.0	8.2	25.0	8.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Incluyen impuestos sobre la renta cuyo monto no fue posible determinar. b/ Incluye también intereses sobre activos en construcción por no disponerse del desglose de intereses sobre activos en operación y construcción.

/Cuadro 29

Cuadro 29

HONDURAS: ENEE. UTILIDAD, INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACION

(Millones de lempiras)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983
1. Ingresos de explotación	59.7	76.1	98.7	113.8	126.5	153.1
2. Gastos totales de explotación	35.2	44.0	56.7	70.6	89.1	101.5
Gastos indirectos	15.0	22.8	19.3	28.5	33.7	48.9
De administración	5.7	7.8	3.4	9.9	11.2	16.9
Depreciación	9.3	15.0	15.9	18.6	22.5	26.0
Impuestos	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-
Gastos directos	20.2	21.2	37.4	42.1	55.4	58.6
Producción	13.0	12.5	26.8	29.6	45.0	48.5
Generación	12.7	12.3	26.7	27.2	42.7	35.2
Compras	0.3	0.2	0.1	2.4	2.3	13.5
Transmisión	1.2	1.4	1.7	1.9	2.1	2.5
Distribución	3.8	4.7	6.2	6.8	6.9	7.3
Otros	2.2	2.6	2.7	3.8	1.4	0.3
3. Ingresos netos de explotación (1-2)	24.5	32.1	42.0	43.2	37.4	51.6
4. Intereses y gastos financieros sobre activos en operación	12.6	15.4	14.6	14.6	21.0	22.5
5. Impuestos sobre la renta	-	-	-	-	-	-
6. Utilidad neta de explotación (3-4-5)	11.9	16.7	27.4	28.6	16.4	29.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 30

Cuadro 30

NICARAGUA: INE. UTILIDAD, INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACION

(Millones de córdobas)

	1978	1979	1982	1983
1. Ingresos de explotación	397.8	544.7	1 029.2	1 165.0
2. Gastos totales de explotación	265.8	433.4	729.6	856.5
Gastos indirectos	68.9	147.3	252.9	312.6
De administración	37.6	98.2	174.7	220.3
Depreciación	28.2	38.7	61.2	72.5
Impuestos	3.1	10.4	17.0	-
Otros	-	-	-	19.8
Gastos directos	196.9	286.1	476.7	543.9
Producción	175.4	257.1	434.0	496.8
Generación	175.4	257.1	400.8	372.0
Compras	-	-	34.2	124.8
Transmisión	6.3	8.1	8.5	13.2
Distribución	15.2	20.8	32.2	34.0
Otros	-	-	-	-
3. Ingresos netos de explotación (1-2)	132.0	111.3	299.4	308.5
4. Intereses y gastos financieros sobre activos en operación	58.0	73.4	129.2	95.1
5. Impuestos sobre la renta	-	-	-	-
6. Utilidad neta de explotación (3-4-5)	74.0	37.9	170.3	213.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
Nota: Para los años de 1979 y 1981 no se disponen de las cifras correspondientes.

/Cuadro 31

Cuadro 31

PANAMA: IRHE. UTILIDAD, INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACION

(Millones de balboas)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983
1. Ingresos de explotación	92	111	143	166	192	231
2. Gastos totales de explotación	66	80	104	109	143	192
Gastos indirectos	20	22	29	34	37	41
De administración	7	7	9	11	11	12
Depreciación	13	15	19	23	26	29
Impuestos	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-
Gastos directos	46	58	75	75	106	151
Producción	33	43	57	52	81	126
Generación	32	42	57	51	81	124
Compras	1	1	-	1	-	2
Transmisión	1	1	2	2	2	3
Distribución	6	7	8	11	12	12
Otros	6	7	8	10	11	10
3. Ingresos netos de explotación (1-2)	26	31	39	57	49	39
4. Intereses y gastos financieros sobre activos en operación	15	19	24	28	22	18
5. Impuestos sobre la renta	-	-	-	-	-	-
6. Utilidad neta de explotación (3-4-5)	11	12	15	29	27	21

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 32

Cuadro 32

ISTMO CENTROAMERICANO: GASTO DE COMBUSTIBLE[a/] PARA GENERACION ELECTRICA

(Cantidad en miles de barriles y valor en millones de dólares)[b/]

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor	Cantidad	Valor
Total	7 808.4	113.1	6 883.0	129.0	6 260.8	186.7	5 519.8	201.4	6 423.8	219.4	6 536.6	226.0
Costa Rica	867.0	13.1	725.9	13.2	99.4	3.0	60.4	3.6	67.4	2.8	75.2	5.2
El Salvador	303.9	4.0	19.3	0.3	50.1	1.0	139.3	4.6	180.8	6.5	140.2	5.1
Guatemala	2 450.3	40.7	2 665.2	60.1	2 671.7	88.1	2 515.0	101.5	2 033.4	71.6	1 248.5	44.5
Honduras	165.9	2.2	129.6	3.0	175.7	6.9	256.7	10.5	270.3	13.5	249.9	8.1
Nicaragua	1 687.5	21.6	943.5	15.9[c/]	911.6	23.5	1 002.7	31.2[c/]	1 062.3	36.2	1 042.8	32.2
Panamá [d/]	2 333.8	31.3	2 399.5	36.5	2 352.3	64.2	1 545.7	50.0	2 809.6	88.8	3 780.0	130.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Se refiere a diesel más combustóleo.
b/ Sobre la base de las paridades oficiales medias anuales (para Costa Rica, interbancaria a partir de 1981).
c/ Estimadas sobre la base al precio promedio de dos países fronterizos.
d/ Incluye el área del Canal.

2. Balances de situación condensados

Cuadro 33

COSTA RICA: ICE Y CNFL. PATRIMONIO Y ACTIVOS[a/]

(Millones de colones)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL
1. Patrimonio total (3-2)	1 663	247	2 007	281	2 890	343	8 758	832	13 922	1 350	15 839	1 580
2. Deuda a largo plazo	2 490	152	3 171	179	3 673	228	14 398	512	15 635	532	15 374	599
Sobre activos en operación	365	152	533	179	2 418	253	8 193	512	12 725	532		599
Sobre construcciones	2 006	-	2 513	-	1 143	-	6 177	-	2 910	-		-
Otras	119	-	125	-	112	-	28	-	-	-		-
3. Activo total (4+5)	4 153	399	5 178	460	6 563	571	23 156	1 344	29 557	1 882	31 213	2 179
4. Activos que no están en operación	2 159	10	2 822	15	2 464	18	14 781	19	10 714	97	10 130	46
Obras en construcción	1 821	5	2 402	9	1 493	11	7 674	16	3 170	71	4 297	17
Otros	338	5	420	6	971	7	7 107	3	7 544	26	5 833	29
5. Inversión inmovilizada en operación (6+7)	1 994	389	2 356	445	4 099	553	8 375	1 325	18 843	1 785	21 083	2 133
6. Capital de trabajo	142	56	258	57	-119	67	-2 378	294	-4 764	104	-6 665	187
7. Activo fijo neto en operación (8-9)	1 852	333	2 098	388	4 218	486	10 753	1 031	23 607	1 681	27 748	1 946
8. Depreciación acumulada	470	152	573	175	972	206	2 157	459	3 969	773	4 133	914

/(Continúa)

Cuadro 33 (Conclusión)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL	ICE	CNFL
9. Activo fijo bruto en operación	2 322	485	2 671	563	5 190	692	12 910	1 490	27 576	2 454	31 881	2 860
Obras de generación	1 804	93	1 979	101	4 242	111	10 397	251	22 086	370	25 911	...
Hidráulica	1 410	93	1 535	101	3 785	111	9 195	251	20 397	370	24 140	...
Vapor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	...
Diesel y/o gas	394	-	444	-	457	-	1 202	-	1 689	-	1 771	...
Obras de transmisión	339	69	437	90	573	91	1 792	189	3 091	331	3 484	...
Obras de distribución	179	285	255	339	375	433	721	966	2 399	1 614	2 376	...
Otras	-	38	-	33	-	57	-	84	-	139	110	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Revaluados.

/Cuadro 34

Cuadro 34

EL SALVADOR: CEL Y CAESS. PATRIMONIO Y ACTIVOS

(Millones de colones)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	CEL a/	CAESS b/	CEL a/	CAESS b/	CEL a/	CAESS b/	CEL a/	CAESS b/	CEL a/	CAESS b/	CEL a/	CAESS b/
1. Patrimonio total (3-2)	525.5	59	763.8	61	872.4	60	981.4	62	1 102.4	68	1 261.9	69
2. Deuda a largo plazo	391.0	5	468.7	3	543.5	7	647.8	9	710.9	10	799.6	13
Sobre activos en operación	...	-	...	-	...	-	...	-	...	-	...	-
Sobre construcciones	...	-	...	-	...	-	...	-	...	-	...	-
Otras	...	5	...	3	...	7	...	9	...	10	...	13
3. Activo total (4+5)	916.5	64	1 232.5	64	1 415.9	67	1 629.2	71	1 813.3	78	2 061.5	82
4. Activos que no están en operación	121.4	3	247.3	3	357.3	4	537.7	4	655.6	11	195.1	9
Obras en construcción	85.1	-	195.9	-	273.5	-	461.3	-	571.7	-	110.8	-
Otros	36.3	3	51.4	3	83.8	4	76.4	4	83.9	11	84.3	9
5. Inversión inmovilizada en operación (6+7)	795.1	61	985.2	61	1 058.6	63	1 091.5	67	1 167.7	67	1 866.4	73
6. Capital de trabajo	-1.3	3	23.0	-3	-17.8	-4	-35.3	2	-68.5	-2	-20.4	2
7. Activo fijo neto en operación (8-9)	796.4	58	962.2	64	1 076.4	67	1 126.8	69	1 236.2	69	1 886.8	71
8. Depreciación acumulada	193.2	27	250.4	29	328.5	32	401.6	33	486.6	37	574.9	39
9. Activo fijo bruto en operación	989.6	85	1 212.2	93	1 404.9	99	1 528.4	102	1 722.8	106	2 461.7	110

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Revaluados.

b/ No revaluados.

/Cuadro 35

Cuadro 35

GUATEMALA: INDE Y EEGSA. PATRIMONIO Y ACTIVOS[a/]

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA
1. Patrimonio total (3-2)	228.9	38.9	318.1	36.7	440.8	40.7	661.3	46.6	768.6	54.6	919.0	63.8
2. Deuda a largo plazo	117.4	12.7	172.1	10.6	198.7	9.0	236.7	8.1	390.3	6.7	421.0	5.8
Sobre activos en operación	34.0	-	34.1	-	45.9	-	45.6	-	97.9	-	...	...
Sobre construcción	68.1	-	130.7	-	145.6	-	183.1	-	287.3	-	...	...
Otras	15.3	10.2	7.3	10.2	7.2	9.0	8.0	8.1	5.1	6.7	...	...
3. Activo total (4+5)	346.3	51.6	490.2	47.3	639.5	49.7	898.0	54.7	1 158.9	61.3	1 340.0	69.6
4. Activos que no están en operación	244.7	0.3	370.6	0.6	548.0	0.4	612.8	0.4	854.3	0.6	1 001.5	0.8
Obras en construcción	204.9	...	348.9	...	533.4	...	602.4	...	832.3	...	...	...
Otros	39.8	...	21.7	...	14.6	...	10.4	...	22.0	...	...	...
5. Inversión inmovilizada en operación (6+7)	101.6	51.3	119.6	46.7	91.5	49.3	285.2	54.3	304.6	60.7	338.5	68.8
6. Capital de trabajo	-8.4	6.4	0.9	-3.0	-31.8	-2.4	-20.3	2.9	-0.7	6.1	31.0	16.0
7. Activo fijo neto en operación (8-9)	110.0	44.9	118.7	49.7	123.3	51.7	305.5	51.4	305.3	54.6	307.5	52.8
8. Depreciación acumulada	28.3	18.5	34.4	21.9	41.1	25.5	47.5	29.1	59.7	33.0	72.1	37.5

/(Continúa)

Cuadro 35 (Conclusión)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA	INDE	EEGSA
9. Activo fijo bruto en operación	138.3	63.4	153.1	71.6	164.4	77.2	353.0	80.5	365.0	87.6	379.6	90.3
Obras de generación	81.8	18.2	84.0	...	84.0	...	269.9	19.7	268.8	19.7	276.6	...
Hidráulica	30.1	-	31.9	...	31.9	...	219.3	-	216.8	-	224.7	...
Vapor	37.5	6.6	41.0	...	37.9	...	36.4	9.6	37.7	9.6	37.7	...
Diesel y/o gas	14.2	11.6	11.1	...	14.2	...	14.2	10.1	14.3	10.1	14.2	...
Obras de transmisión	20.6	4.0	27.1	...	33.7	...	35.1	5.1	44.5	7.0	44.5	...
Obras de distribución	9.6	30.3	13.5	...	17.0	...	17.0	37.3	20.1	41.6	23.8	...
Otras	26.3	10.9	28.5	...	29.7	...	31.0	18.4	31.6	19.3	34.7	...

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ No revaluados.

/Cuadro 36

Cuadro 36

HONDURAS: ENEE. PATRIMONIO Y ACTIVOS[a/]

(Millones de lempiras)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983
1. Patrimonio total (3-2)	115.7	259.2	373.6	503.0	621.9	727.9
2. Deuda a largo plazo	190.9	212.3	303.5	415.9	501.0	657.9
Sobre activos en operación	...	...	...	...	...	...
Sobre construcción	...	...	...	...	...	...
Otras	...	...	...	...	...	...
3. Activo total (4+5)	306.6	471.5	677.1	918.9	1122.9	1385.8
4. Activos que no están en operación	44.5	97.8	240.0	412.4	555.9	851.8
Obras en construcción	20.2	67.7	229.2	401.0	544.0	837.9
Otros	24.3	30.1	10.8	11.4	11.9	13.9
5. Inversión inmovilizada en operación (6+7)	262.1	373.7	437.9	506.5	567.0	534.0
6. Capital de trabajo	-2.5	-11.0	0.8	-1.3	-54.1	-120.1
7. Activo fijo neto en operación (8-9)	264.6	384.7	437.1	507.8	621.1	654.1
8. Depreciación acumulada	72.2	120.9	155.0	191.1	219.5	249.9
9. Activo fijo bruto en operación	336.8	505.6	592.1	698.9	840.6	904.0
Obras de generación	162.6	162.8	163.4	198.3	277.2	277.8
Hidráulica	134.8	134.8	134.6	134.7	211.8	212.2
Vapor	-	-	-	-	-	-
Diesel y/o gas	27.8	28.0	28.8	63.6	65.4	65.6
Obras de transmisión	53.9	55.4	56.0	62.0	66.8	85.0
Obras de distribución	48.3	55.9	61.4	68.3	78.3	99.3
Otras	72.0	231.5	311.3	370.3	419.3	441.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales

a/ Revaluados.

/Cuadro 37

Cuadro 37

NICARAGUA: INE. PATRIMONIO Y ACTIVOS[a/]

(Millones de córdobas)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983
1. Patrimonio total (3-2)	630	592	587	2 133	2 116	2 526
2. Deuda a largo plazo	942	1 353	1 676	1 728	1 801	1 562
Sobre activos en operación	...	...	...	...	...	...
Sobre construcciones	...	...	...	...	...	...
Otras	...	...	...	...	...	...
3. Activo total (4+5)	1 572	1 945	2 263	3 861	3 917	4 088
4. Activos que no están en operación	589	789	863	960	1 189	924
Obras en construcción	328	521	623	889	1 025	553
Otros	261	268	240	71	164	371
5. Inversión inmovilizada en operación (6+7)	983	1 156	1 400	2 901	2 728	3 164
6. Capital de trabajo	-22	-75	238	300	164	-145
7. Activo fijo neto en operación (8-9)	1 005	1 231	1 162	2 601	2 564	3 309
8. Depreciación acumulada	230	266	348	888	1 004	1 192
9. Activo fijo bruto en operación	1 235	1 497	1 510	3 489	3 568	4 501
Obras de generación	853	...	861	...	...	...
Hidráulica	366	...	413	...	...	...
Vapor	449	...	408	...	...	...
Diesel y/o gas	38	...	40	...	...	...
Geotermia	-	-	-	-	-	-
Obras de transmisión	162	...	201	...	...	...
Obras de distribución	144	...	159	...	...	...
Otras	76	...	289	...	...	...

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Revaluados a partir de 1981.

/Cuadro 38

Cuadro 38

PANAMA: IRHE. PATRIMONIO Y ACTIVOS[a/]

(Millones de balboas)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983
1. Patrimonio total (4-2-3)	259	310	397	478	548	634
2. Deuda a largo plazo	215	236	238	262	354	406
Sobre activos en operación	...	...	...	...	...	...
Sobre construcciones	...	...	...	...	...	...
Otras	...	...	...	...	...	...
3. Otros pasivos no circulantes	12	15	19	27	42	64
4. Activo total (5+6)	486	561	654	767	944	1 104
5. Activos que no están en operación	176	234	161	233	392	504
Obras en construcción	150	208	132	193	360	477
Otros	26	26	29	40	32	27
6. Inversión inmovilizada en operación (7+8)	310	327	493	534	552	600
7. Capital de trabajo	-22	-32	-60	-66	-82	-97
8. Activo fijo neto en operación (8-9)	332	359	553	600	634	697
9. Depreciación acumulada	136	156	188	226	266	318
10. Activo fijo bruto en operación	468	515	741	826	900	1 015
Obras de generación	261	273	425	468	493	547
Hidráulica	125	135	268	296	308	335
Vapor	102	99	115	125	135	149
Diesel y/o gas	-	-	-	-	-	-
Otras	34	39	42	47	50	63
Obras de transmisión	63	70	99	108	113	128
Obras de distribución	126	149	186	209	246	288
Otras	18	23	31	41	48	52

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Revaluados.

/3. Origen

3. Origen y aplicación de fondos

Cuadro 39

COSTA RICA: ICE. ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS

(Valor en millones de colones y porcentajes)

	1978		1979		1980		1982		1983	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
1. Fuentes (2+3+4+5)	820	100.0	1 156	100.0	1 383	100.0	6 127	100.0	8 087	100.0
2. Generación interna de caja	300	36.6	314	27.2	631	45.6	2 873	46.9	4 911	60.7
Excedentes de explotación	243	29.6	248	21.5	488	35.6	2 391	39.0	4 080	50.5
Ingreso neto de explotación	237	28.9	242	20.9	421	30.4	1 144	18.0	2 976	36.8
Otros ingresos corrientes	6	0.2	6	0.6	67	4.9	1 247	20.6	1 104	13.7
Fondo de depreciación	57	7.0	66	5.7	143	10.3	482	7.9	831	10.2
3. Préstamos	520	63.4	834	72.2	719	52.0	911	14.9	961	11.9
Internos	108	13.2	30	2.6	7	0.5	-	-	6	1
Externos	412	50.2	804	69.6	712	51.5	911	14.9	955	11.8
4. Aportes gubernamentales a capital[a/]	-	-	8	0.6	7	0.5	21	0.3	28	0.4
5. Otros[b/]					26	1.9	2 322	37.9	2 182	27.0
6. Usos (7+8+9)	901	100.0	1 038	100.0	1 514	100.0	7 511	100.0	8 511	100.0
7. Inversiones	616	68.4	637	61.4	760	50.2	1 497	19.9	1 485	17.4
8. Servicio de la deuda	285	31.6	401	38.6	612	40.4	4 617	61.5	4 667	54.8
Amortización	121	13.4	145	14.0	225	14.8	316	4.2	445	5.2
Intereses	164	18.2	256	24.6	387	25.6	4 301	57.3	4 222	49.6
9. Otros[c/]					142	9.4	1 397	18.6	2 359	37.4
10. Variación del capital de trabajo	-81		118		-131		-1 384		-424	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Para el año 1981 no se dispone de las cifras correspondientes.

a/ En el caso del ICE corresponde únicamente a aportes privados; b/ Incluye revaluación de pasivos, y c/ Incluye desvalorización de pasivos.

/Cuadro 40

Cuadro 40

EL SALVADOR: CEL. ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS

(Valor en millones de colones y porcentajes)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
1. Fuentes (2+3+4+5)	157	100.0	197	100.0	236	100.0	319	100.0	331	100.0	348	100.0
2. Generación interna de caja	81	51.6	101	51.3	103	43.6	86	27.0	102	30.8	151	43.4
Excedentes de explotación	65	41.4	83	42.1	84	35.6	64	20.1	80	24.2	126	36.2
Ingreso neto de explotación	65	41.7	83	42.3	84	35.6	52	16.3	46	13.9	59	17.0
Ingreso de comercialización de hidrocarburos	-	-	-		-	-	12	3.8	34	10.3	67	19.2
Fondo de depreciación	16	10.2	18	9.2	19	8.0	22	6.9	22	6.7	25	7.2
3. Préstamos	74	47.7	94	47.7	129	54.7	229	71.8	167	50.5	164	47.1
Internos	55	35.0	67	34.0	40	17.0	124	38.9	87	26.3	111	31.9
Externos	19	12.1	27	13.7	89	37.7	105	32.9	80	24.2	53	15.2
4. Aportes gubernamentales a capital	1	0.6	1	0.5	1	0.4	4	1.2	5	1.5	3	0.9
5. Otros	1	0.6	1	0.5	3	1.3	-		57	17.2	30	8.6
6. Usos (7+8+9)	119	100.0	192	100.0	251	100.0	289	100.0	329	100.0	328	100.0
7. Inversiones	66	55.5	131	68.2	171	68.1	184	63.7	161	48.9	160	48.8
8. Servicio de la deuda	38	31.9	42	21.9	80	31.9	105	36.3	117	35.6	107	32.6
Amortización	12	10.1	16	8.3	54	21.5	77	24.4	83	25.2	78	23.8
Intereses	26	21.8	26	13.6	26	10.4	28	11.9	34	10.4	29	8.8
9. Otros	15	12.6	19	9.9	-	-	-	-	51	15.5	61	18.6
10. Variación del capital de trabajo	38		5		-15		30		-3		20	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 41

Cuadro 41

GUATEMALA: INDE. ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS

(Valor en millones de quetzales y porcentajes)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
1. Fuentes (2+3+4+5)	108.3	100.0	159.5	100.0	168.6	100.0	282.1	100.0	289.2	100.0	233.9	100.0
2. Generación interna de caja	10.3	9.5	16.9	10.6	12.9	7.7	14.5	5.1	25.8	9.1	47.9	20.5
Excedentes de explotación	5.4	5.0	10.8	6.8	6.2	3.7	8.0	2.8	13.6	4.9	35.5	15.2
Ingreso neto de explotación	5.4	5.0	10.8	6.8	6.2	3.7	8.0	2.8	13.6	4.9	36.1	15.2
Otros ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo de depreciación	4.9	4.5	6.1	3.8	6.7	4.0	6.5	2.3	12.2	4.2	12.4	5.3
3. Préstamos	46.7	43.1	61.5	38.6	35.3	20.9	53.6	19.0	159.8	55.3	60.2	25.7
Internos	-	-	-	-	-	-	-	-	98.9	34.2	16.3	6.9
Externos	46.7	43.1	61.5	38.6	35.3	20.9	53.6	19.0	60.9	21.1	43.9	18.8
4. Aportes gubernamentales a capital	51.3	47.4	81.0	50.8	119.6	70.8	213.0	75.4	92.8	32.1	119.2	51.0
5. Otros	-	-	0.1	-	0.8	0.5	1.0	0.3	10.8	3.7	6.6	2.8
6. Usos (7+8+9)	128.5	100.0	166.8	100.0	208.1	100.0	273.9	100.0	261.2	100.0	198.6	100.0
7. Inversiones a/	122.7	95.5	159.2	95.4	197.4	94.6	260.7	95.2	238.1	91.4	166.8	84.0
8. Servicio de la deuda	5.2	4.1	7.5	4.6	8.6	4.1	13.2	4.8	23.1	8.6	31.8	16.0
Amortización	3.7	2.9	5.8	3.5	6.7	3.2	11.9	4.3	12.9	4.9	21.3	10.7
Intereses	1.5	1.2	1.7	1.1	1.9	0.9	1.3	0.5	10.2	3.7	10.5	5.3
9. Otros	0.6	0.4	0.1	-	2.7	1.3	-	-	-	-	-	-
10. Variación del capital de trabajo	-20.2		-7.5		-40.1		8.2		28.6		35.3	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Intereses sobre activos en operación y construcción.

/Cuadro 42

Cuadro 42

HONDURAS: ENEE. ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS

(Valor en millones de lempiras y porcentajes)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
1. Fuentes (2+3+4+5)	82.7	100.0	102.3	100.0	201.4	100.0	258.7	100.0	254.7	100.0	353.9	100.0
2. Generación interna de caja	34.9	42.2	44.6	43.6	58.1	28.8	62.2	24.0	60.9	23.9	82.0	23.2
Excedentes de explotación	25.4	30.7	32.1	31.4	42.0	20.9	43.2	16.7	38.4	15.1	56.0	15.8
Ingreso neto de explotación	24.5	29.6	32.1	31.4	42.0	20.9	43.2	16.7	37.4	14.7	51.6	14.6
Otros ingresos	0.9	1.1	-		-		-		1.0	0.4	4.4	1.2
Fondo de depreciación	9.5	11.5	12.5	12.2	16.1	7.9	19.0	7.3	22.5	8.8	26.0	7.4
3. Préstamos	27.1	32.8	55.1	53.9	122.3	60.8	151.3	58.5	145.1	57.0	216.1	61.1
Internos	0.4	0.5	15.6	15.3	11.0	5.5	21.1	8.2	28.4	11.2	45.0	12.2
Externos	26.7	32.3	39.5	38.6	111.3	55.3	130.2	50.3	116.7	45.8	171.1	48.4
4. Aportes gubernamentales a capital	4.3	5.2	2.6	2.5	21.0	10.4	39.4	15.2	34.3	13.4	34.3	9.7
5. Otros a/	16.4	19.8	-		-		5.8	2.3	14.4	5.7	21.5	6.0
6. Usos (7+8+9)	87.2	100.0	102.3	100.0	210.8	100.0	259.0	100.0	254.8	100.0	353.8	100.0
7. Inversiones	44.0	50.5	62.8	51.1	156.1	74.1	193.1	74.6	191.4	75.1	280.6	79.3
8. Servicio de la deuda	26.1	29.9	39.5	38.6	51.0	24.2	57.7	22.3	58.6	23.0	73.1	21.0
Amortización	-		21.7	21.2	22.8	10.8	26.2	10.1	23.5	9.2	33.8	9.6
Intereses b/	26.1	29.9	17.8	17.4	28.2	13.4	31.5	12.2	35.1	13.8	39.3	11.4
9. Otros a/	17.1	19.6	-		3.7	1.7	8.2	3.1	4.8	1.9	0.1	-
10. Variación del capital de trabajo	-4.5		-		-9.4		-0.3		-0.1		0.1	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Incluye efectos de fluctuación en cambio de monedas extranjeras.

b/ Intereses sobre activos en operación y construcción.

/Cuadro 43

Cuadro 43

NICARAGUA: ICE. ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS

(Valor en millones de córdobas y porcentajes)

	1978		1980		1982		1983	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
1. Fuentes (2+3+4+5)	349	100.0	522	100.0	654	100.0	711	100.0
2. Generación interna de caja	163	46.7	192	36.8	448	68.5	456	64.1
Excedentes de explotación	132	37.8	114	21.8	387	59.2	383	53.9
Ingreso neto de explotación	132	37.8	111	21.3	299	45.7	309	43.5
Otros ingresos	-	-	3	0.5	88	13.5	74	10.4
Fondo de depreciación	31	8.9	78	15.0	61	9.3	73	10.2
3. Préstamos	142	40.7	289	55.4	196	30.0	-	-
Internos	...	...	...	...	...	...	-	...
Externos	...	...	...	...	...	...	-	...
4. Aportes gubernamentales a capital	44	12.6	22	4.2	10	1.5	255	-
5. Otros	-	-	19	3.6	-	-	-	-
6. Usos (7+8+9)	320	100.0	240	100.0	850	100.0	955	100.0
7. Inversiones	196	61.3	152	63.3	546	64.2	529	55.4
8. Servicio de la deuda	124	38.7	73	30.4	304	35.8	218	22.8
Amortización	66	20.6	-	-	87	10.3	49	5.1
Intereses a/	58	18.1	73	30.4	217	25.5	169	17.1
9. Otros	-	-	15	6.3	-	-	208	-
10. Variación del capital de trabajo	29		282		-196		-244	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
Nota: Para los años 1979 y 1981 no se dispone de las cifras correspondientes.
a/ Intereses sobre activos en operación y construcción.

/Cuadro 44

Cuadro 44

PANAMA: IRHE. ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS

(Valor en millones de balboas y porcentajes)

	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%
1. Fuentes (2+3+4+5)	166.0	100.0	182.0	100.0	355.0	100.0	253.0	100.0	312.0	100.0	301.0	100.0
2. Generación interna de caja	38.0	22.9	53.0	29.1	74.0	20.8	8.0	38.7	95.0	30.4	99.0	32.9
Excedentes de explotación	28.0	16.9	33.0	18.2	42.0	11.8	60.0	23.7	54.0	17.4	47.0	15.7
Ingreso neto de explotación	26.0	15.7	31.0	17.0	39.0	11.0	57.0	22.5	49.0	15.7	39.0	13.0
Otros ingresos	2.0	1.2	2.0	1.2	3.0	0.8	3.0	1.2	5.0	1.6	8.0	2.7
Fondo de depreciación	10.0	6.0	20.0	10.9	32.0	9.0	38.0	15.0	41.0	13.1	52.0	17.2
3. Préstamos	63.0	38.0	73.0	40.1	27.0	7.6	60.0	23.7	108.0	34.6	83.0	27.6
Internos	-	-	0.3	0.2	0.9	0.2	0.6	0.2	0.4	0.1	-	-
Externos	63.0	38.0	72.7	39.9	26.1	7.4	59.4	23.5	107.6	34.5	83.0	27.6
4. Aportes gubernamentales a capital	14.5	8.7	14.5	8.0	5.0	1.5	5.1	2.1	4.2	1.4	0.2	0.1
5. Otros	50.5	30.4	41.5	22.8	249.0	70.1	89.9	35.5	104.8	33.6	118.8	39.4
6. Usos (7+8+9)	166.0	100.0	182.0	100.0	355.0	100.0	253.0	100.0	312.0	100.0	301.0	100.0
7. Inversiones	109.0	65.7	110.0	60.4	285.0	80.3	152.0	60.1	248.0	79.5	232.0	77.1
8. Servicio de la deuda	35.0	11.1	67.0	36.8	70.0	19.7	82.0	32.9	56.0	17.9	67.0	22.3
Amortización	14.0	8.4	38.0	20.9	39.0	11.0	43.0	17.0	16.0	5.1	20.0	6.6
Intereses a/	21.0	12.7	29.0	15.9	31.0	8.7	39.0	15.4	40.0	12.8	47.0	15.7
9. Otros	22.0	13.2	5.0	2.8	-	-	19.0	7.5	8.0	2.6	2.0	0.6
10. Variación del capital de trabajo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Intereses sobre activos en operación y construcción.

C. Evolución de los precios

1. Precios medios anuales de energía eléctrica en valores constantes

Cuadro 45

COSTA RICA: PRECIOS MEDIOS ANUALES DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTOR

(Centavos de colón de 1975/kWh)

	Precios medios			
	Global	Residencial	Comercial	Industrial
1972	25.1	24.8	31.3	22.5
1973	23.2	23.1	27.8	20.3
1974	25.1	25.1	27.6	22.3
1975	28.9	29.1	30.5	27.2
1976	33.2	34.0	34.1	31.2
1977	36.7	37.5	38.7	34.1
1978	36.5	37.4	38.1	34.1
1979	34.5	35.4	37.6	32.5
1980	32.9	34.1	37.0	30.4
1981	33.2	33.9	38.3	30.8
1982	28.6	28.4	33.0	27.0
1983	39.2	21.0	50.9	41.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 46

Cuadro 46

EL SALVADOR: PRECIOS MEDIOS ANUALES DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTOR

(Centavos de colón de 1978/kWh)

	Precios Medios			
	Global	Residencial	Comercial	Industrial
1972	13.6	13.6	17.5	12.7
1973	13.0	13.7	16.5	11.7
1974	13.4	12.6	15.7	12.0
1975	12.4	12.9	15.1	11.6
1976	14.0	14.2	17.0	13.3
1977	12.5	12.9	15.2	11.9
1978	11.2	11.4	13.4	10.7
1979	10.3	10.1	12.3	10.1
1980	9.8	9.2	11.5	9.8
1981	8.6	7.9	10.1	8.6
1982	7.7	7.1	9.0	7.7
1983	6.7	6.3	7.9	6.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 47

Cuadro 47

GUATEMALA: PRECIOS MEDIOS ANUALES DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTOR

(Centavos de quetzal de 1975/kWh)

	Precios Medios			
	Global	Residencial	Comercial	Industrial
1972	4.8	6.3	6.6	3.7
1973	4.2	5.6	5.6	3.2
1974	4.8	5.4	5.9	4.3
1975	4.9	6.0	5.5	4.4
1976	4.8	5.7	5.5	4.3
1977	4.5	5.3	5.0	4.1
1978	4.8	5.6	5.2	4.3
1979	5.4	5.9	5.9	5.2
1980	6.7	7.0	7.2	7.5
1981	7.2	7.5	7.7	7.2
1982	7.1	6.7	7.7	7.5
1983	6.7	6.3	7.4	7.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 48

Cuadro 48

HONDURAS: PRECIOS MEDIOS ANUALES DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTOR

(Centavos de lempira de 1978/kWh)

	Precios Medios			
	Global	Residencial	Comercial	Industrial
1972	11.5	18.9	15.0	7.3
1973	10.8	16.0	14.1	6.9
1974	9.3	15.5	12.4	6.1
1975	10.8	16.6	13.0	8.1
1976	10.5	15.8	12.3	7.9
1977	10.3	15.2	11.4	8.1
1978	10.2	14.8	11.4	8.0
1979	9.7	12.8	11.3	8.2
1980	9.7	11.6	11.4	8.5
1981	9.3	11.1	11.1	8.0
1982	9.3	10.4	10.5	8.5
1983	8.6	8.6	11.3	9.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 49

Cuadro 49

NICARAGUA: PRECIOS MEDIOS ANUALES DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTOR

(Centavos de córdobas de 1980/kWh)

	Precios Medios			
	Global	Residencial	Comercial	Industrial
1972	...	...	...	...
1973	...	...	...	...
1974	61.5	113.0	78.2	45.6
1975	94.3	148.5	111.2	73.5
1976	82.6	143.4	106.1	70.2
1977	93.2	147.1	108.4	74.7
1978	94.3	144.2	110.8	76.2
1979	79.0	141.5	99.9	67.0
1980	75.7	100.7	88.1	69.6
1981	93.5	90.4	115.9	93.9
1982	72.8	72.0	91.8	76.5
1983	54.8	55.0	69.5	58.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/Cuadro 50

Cuadro 50

PANAMA: PRECIOS MEDIOS ANUALES DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTOR

(Centavos de balboa de 1975/kWh)

	Precios Medios			
	Global	Residencial	Comercial	Industrial
1972	4.3	4.7	4.5	3.5
1973	4.3	4.6	4.2	3.5
1974	5.0	5.5	5.1	4.5
1975	5.6	6.1	5.6	4.9
1976	5.5	6.0	5.5	5.0
1977	6.5	6.9	6.2	6.1
1978	6.5	7.0	6.4	6.1
1979	6.5	6.8	6.4	6.1
1980	7.0	7.6	6.8	6.5
1981	7.1	7.7	7.0	6.6
1982	7.4	8.2	7.3	6.8
1983	8.0	8.7	7.9	7.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

/2. Indices

2. Indices de precios al consumidor y paridades cambiarias

Cuadro 51

ISTMO CENTROAMERICANO: INDICES DE PRECIOS AL CONSUMIDOR

	Costa Rica a/	El Salvador b/	Guatemala a/	Honduras b/	Nicaragua c/	Panamá a/
1972	56.9	49.8	66.6	65.0	...	77.0
1973	65.5	53.0	76.2	68.1	...	81.2
1974	85.2	61.9	88.4	76.9	40.9	94.8
1975	100.0	73.8	100.0	83.1	41.6	100.0
1976	103.5	78.9	110.7	87.3	42.8	104.0
1977	107.8	88.3	124.6	94.6	47.7	108.7
1978	114.3	100.0	134.5	100.0	49.9	113.3
1979	124.8	115.9	150.0	112.1	73.9	122.3
1980	147.4	136.1	166.1	132.4	100.0	139.3
1981	202.0	156.2	185.1	144.8	123.9	149.4
1982	384.1	174.5	185.4	158.4	154.6	155.7
1983	509.4	197.3	194.1	172.5	202.6	159.0

Fuente: CEPAL, Notas para el Estudio Económico de América Latina de cada país y año.
a/ Base 1975 = 100.0.
b/ Base 1978 = 100.0.
c/ Base 1980 = 100.0.

/Cuadro 52

Cuadro 52

ISTMO CENTROAMERICANO: PARIDADES MEDIAS RESPECTO DEL DOLAR ESTADOUNIDENSE

	Moneda	1978		1979		1980		1981		1982		1983	
		Oficial	Mercado a/	Oficial	Mercado a/	Oficial	Mercado a/	Oficial	Mercado a/	Oficial	Mercado a/	Oficial	Mercado a/
Costa Rica	Colones	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	9.24	12.85 b/	21.80	38.85 c/	39.97	41.89 c/	41.69
El Salvador	Colones	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.70	2.50	2.90	2.50	3.10
Guatemala	Quetzales	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.10	1.00	1.15	1.00	1.18
Honduras	Lempiras	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.10	2.00	2.18	2.00	2.25
Nicaragua	Córdobas	7.00	7.00	7.00	7.00	10.00	10.00	10.00	12.00	10.00	15.00	10.00	18.00
Panamá	Balboas	1.00		1.00		1.00		1.00		1.00		1.00	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Corresponde a valores medios de los diferentes mercados cambiarios.

b/ Tipo de cambio promedio anual ponderado utilizado por el ICE (8.60 de enero a julio, 14.50 de agosto a noviembre y la tasa interbancaria de 35.98 para diciembre).

c/ Tasa interbancaria utilizada por el ICE a partir de diciembre de 1981.

III. METODOLOGIAS DE PLANIFICACION ELECTRICA

A. La metodología utilizada en el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica (ERICA), Modelos MGI y WASP-3

A continuación se presenta una breve descripción[1/] de los modelos MGI y WASP- 3, que constituyen la base de la metodología empleada para desarrollar el Estudio Regional de Interconexión del Istmo Centroamericano. Cabe destacar que el modelo WASP-III está siendo utilizado actualmente en cuatro de los seis países del Istmo (Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Panamá) para determinar los planes de expansión de sus sistemas interconectados nacionales, constituyendo una buena base en cuanto a una metodología común para la región.

1. El Modelo Global de Inversiones (MGI)

Este modelo fue desarrollado por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) de Chile. Ha sido aplicado con éxito a la planeación del sistema interconectado chileno, en Ecuador y a cada uno de los sistemas de los seis países del Istmo Centroamericano durante la ejecución del Estudio Regional de Interconexión Eléctrica.

a) Descripción general

En términos generales, el modelo MGI es un modelo de optimización, para el estudio de las instalaciones de generación-transmisión, planteado en términos de programación lineal. El sistema eléctrico se representa con producciones y demandas concentradas en un cierto número de nodos unidos por líneas de interconexión.

Las variables son potencias a instalar y energías a generar por las centrales, a transmitir por las líneas y a transferir en los embalses, en su caso. Las inecuaciones o restricciones plantean el abastecimiento de la demanda y las limitaciones técnicas de instalación (potencias máximas) y operación (factores de plantas en las centrales térmicas, traspaso de energía en los embalses, etc.) de las centrales y líneas. Los criterios de seguridad que se imponen son simples: porcentaje de reserva en potencia y abastecimiento de la demanda de energía en condición hidrológica seca. La función objetivo es minimizar el costo total actualizado de inversión y operación.

El período de estudio se divide en subperíodos plurianuales. Para cada uno de ellos se plantea por medio de desigualdades lineales el abastecimiento de la demanda del último año. La demanda anual se divide

1/ Tomada de documentos preparados por el Ing. Hernán García en el año 1982.

/normalmente

normalmente en demanda máxima y varios bloques que representan la energía requerida en cada temporada del año. Esta demanda puede concentrarse en uno o más centros de consumo entre los cuales se establecen variables de transmisión. Se puede hacer una representación más detallada de la demanda pero aumenta excesivamente el tamaño del modelo cuando el número de nodos y el de proyectos hidroeléctricos es elevado.

Los proyectos hidroeléctricos se representan individualmente a través de variables de potencia continuas en términos de funciones de generación y de costo variables con la capacidad instalada. Para embalses importantes se representan los traspasos de energía entre temporadas mediante variables que el modelo optimiza. Las restricciones de capacidad instalada y de operación del embalse están destinadas a respetar las características técnicas de la central.

Las alternativas termoeléctricas se representan por medio de variables de potencia instaladas y variables de energía generada para condiciones hidrológicas seca y media en cada bloque de la demanda ya señalado. Restricciones lineales imponen a estas centrales condiciones de factores de planta mínimo y máximo.

Las líneas de transmisión entre nodos se representan por variables de capacidad en cada período y por variables de operación que indican los niveles de transmisión para cada producto de la demanda. Las transmisiones se limitan a las capacidades instaladas al inicio del estudio más las ampliaciones.

Tanto los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos como las líneas de transmisión se pueden instalar en cualquier período del estudio, abasteciendo la demanda del período en que se instalan y la de los períodos siguientes.

Las centrales hidroeléctricas existentes a comienzos del estudio restan sus aportes de la demanda. Las centrales térmicas se representan por variables de generación limitadas a los máximos factibles y se resta de la demanda sólo la potencia disponible en horas de punta.

b) Planteamiento general

El modelo MGI está destinado a optimizar económicamente el programa de equipamiento de un sistema eléctrico, tomando en cuenta las características de operación de centrales y sistemas de transmisión y el consumo para abastecer.

El problema se plantea para ser resuelto a través de la Programación Lineal, y tiene la estructura siguiente:

/La función

La función por minimizar es la función lineal:

$$Z = C_1X_1 + C_2X_2 + \ldots\ldots\ldots\ldots + C_nX_n$$

la cual debe estar sujeta a las restricciones también lineales:

$$a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + \ldots\ldots\ldots\ldots + a_{1n}X_n = b_1$$

$$\vdots$$

$$a_{m1}X_1 + a_{m2}X_2 + \ldots\ldots\ldots\ldots + a_{mn}X_n = b_m$$

$$X_j \geq 0 \qquad j = 1,n$$

El problema consiste en definir el valor de las variables $X_{1a}X_n$. Los coeficientes C_j; a_{ij}, b_i son constantes conocidas.

Las variables son de dos tipos: unas representan el equipamiento futuro expresado en términos de capacidad instalada y otras, la operación del sistema: producción de centrales térmicas, energía embalsada, energía transmitida, etc.

Las restricciones lineales expresan, por una parte, que las variables deben ser positivas o nulas y, por la otra, las características del sistema: exigencia de abastecimiento de la demanda, capacidades máximas de instalación y características de operación de las centrales.

La función a minimizar es el costo total actualizado de inversiones más los costos de la explotación requerida para abastecer el sistema durante un cierto período con un margen de seguridad definido; el resultado depende, pues de los dos tipos de variables.

c) Condiciones y criterios

i) Extensión del estudio. A partir del año de inicio del estudio se consideran varios períodos que pueden ser de duración variable. El horizonte de estudio puede ser 20 o 30 años, dentro de los cuales pueden considerarse 4 a 6 períodos. Las instalaciones consideradas deben abastecer el consumo del último año de cada período. Normalmente se utiliza como año de análisis el año hidrológico, el cual debe definirse para cada caso en particular. Según las características hidrológicas de la región en estudio, el año puede subdividirse en semestres o trimestres, permitiendo éstos una representación más precisa de la operación del sistema.

/ii) Esquematización

ii) Esquematización de la demanda. La demanda de cada año se representa por medio de factores: la demanda máxima del año y la energía demandada en cada uno (trimestres o semestres).

iii) Regionalización. El sistema se representa por varios centros de consumo donde se concentra la producción y la demanda, por lo que las centrales deben incluir en sus costos el sistema de transmisión asociado a ellas. Al estudiar el sistema integrado se toman en cuenta las transferencias de energía y potencia entre nodos que corresponden a cada uno de los nodos involucrados.

iv) Criterio de seguridad. Los criterios de seguridad son simples, por ejemplo, se adoptan, como criterio de seguridad en potencia, dotar al sistema con una reserva del 15% de la demanda máxima, y, en energía, satisfacer la demanda en condición hidrológica seca, por ejemplo, la producción hidroeléctrica sobrepasada en el 95% de los casos, o sea que los aportes de las centrales hidroelétricas deberán satisfacer los requerimientos de energía durante un 95% del tiempo. En estricto rigor, los aportes que dan seguridad de abastecimiento del sistema en un 95% no corresponden a la suma de los aportes de seguridad del 95% de cada central por separado. Sin embargo, esta aproximación se acepta en un modelo global.

v) Criterio económico. Si se considera que la demanda debe abastecerse bajo condiciones de seguridad comunes -equivalentes a que todos los programas alternativos de abastecimiento den el mismo servicio-, el criterio de beneficio máximo actualizado se transforma en el de costo mínimo.

Así pues, se trata de minimizar el costo de abastecimiento del sistema con el aporte de las centrales hidráulicas para condiciones hidrológicas del 50%, pero sujeto a la restricción de seguridad que exige que el sistema sea abastecido con una condición hidrológica del 95% y cuente con una reserva del 15% de potencia. Se entiende por costo total el valor actualizado al año de inicio del estudio de las inversiones en obras nuevas y los costos de operación del sistema total.

d) Ecuaciones de abastecimiento.

Como ya se ha expresado, el consumo se representa por la demanda máxima y las energías requeridas en los períodos trimestrales seleccionados. Además, respetando las condiciones de seguridad antes mencionadas, las restricciones de abastecimiento para cada período son:

i) Potencia garantizada, que impone el abastecimiento de la demanda máxima anual más una reserva del 15%, y debe ser abastecida por el aporte neto de las centrales instaladas hasta la fecha. Cabe mencionar que en el sistema integrado, la demanda máxima es inferior a la suma de las demandas máximas de cada nodo, por razones de diversidad de ocurrencia en el tiempo.

/ii) Energía

ii) Energía garantizada, que impone el abastecimiento de energía de cada estación considerando la producción de las centrales hidráulicas en año seco (condición hidrológica del 95%).

iii) Energía promedio, que impone el abastecimiento de cada estación considerando los aportes promedio de las centrales hidroeléctricas.

Las dos primeras restricciones constituyen los objetivos de garantía del sistema y son las que determinan las capacidades adicionales en centrales y sistemas de transmisión necesarias para satisfacer las condiciones de seguridad exigidas en el abastecimiento de la demanda. La tercera determina las condiciones y el costo de explotación del sistema en año medio (condición hidrológica del 50%).

La demanda debe abastecerse por medio de las centrales existentes al inicio del estudio y las instalaciones que se realicen en el período considerado. Por comodidad, tanto la energía como los aportes de las centrales se expresan en potencia media para cada estación.

e) Representación de las centrales propuestas como alternativas

Los tipos de equipamiento futuro considerados pueden ser de varios tipos:

- Centrales hidroeléctricas;
- Centrales geotérmicas;
- Centrales termoeléctricas convencionales de petróleo o a carbón;
- Plantas de ciclo combinado;
- Turbinas de gas;
- Plantas nucleoeléctricas, e
- Instalación y ampliación del sistema de transmisión entre nodos

f) Representación de las plantas hidroeléctricas

Las alternativas hidroeléctricas presentan características individuales importantes que las diferencian entre sí (capacidad, régimen hidrológico, capacidad de regulación). Además, el desarrollo de algunos de los proyectos puede significar cambios importantes en el abastecimiento de los sistemas. Se justifica, por lo tanto, representar cada proyecto hidroeléctrico por sus propias características.

i) Variables de capacidad. Tanto el costo de inversión como la generación anual de las centrales hidroeléctricas tienen variaciones no lineales con la potencia instalada. Para representar estas características a través de relaciones lineales, se procede a descomponer la central en varias etapas o subcentrales ficticias; para cada una de ellas se puede suponer una variación lineal de aportes de energía y costos de inversión. Se establecen restricciones adicionales para que la suma de estas variables corresponda a la central total.

/Los nombres

Los nombres asignados a las etapas son "pasada" que corresponde a la central con factor de pleno uso, la "intermedia" y la de "sobreequipamiento" que corresponden al desarrollo de la central con factores de planta decreciente.

ii) Restricciones de capacidad. Se impone una restricción de capacidad máxima de la central para la etapa de "pasada". La suma de las potencias instaladas en "pasada" en todos los períodos debe ser inferior o igual al máximo.

Una etapa sólo puede instalarse una vez concluida la etapa anterior. Sin embargo, como esta restricción no puede plantearse en términos lineales, se acepta que existe proporcionalidad entre cada etapa y la anterior y los respectivos valores máximos.

Esta restricción sirve a la vez de relación entre las etapas "pasada" e "intermedia" y de restricción para la capacidad máxima de la potencia intermedia, y debe plantearse para cada período. En cada uno de ellos, la potencia instalada es igual a la capacidad desarrollada hasta la fecha en la central, es decir, a la suma de las variables del mismo tipo correspondientes de los períodos ya considerados. Entre las etapas de "sobreequipamiento" e "intermedia" se plantea una restricción análoga a ésta.

iii) Aportes de energía. Para representar los aportes de las centrales, se definen las energías en los períodos indicados en función de la potencia istalada. Estas curvas de energía garantizada y de energía media para cada estación se "linealizan" para cada una de las subcentrales o etapas que representa la central. Esto quiere decir que para cada etapa existe un aporte de energía constante por unidad de potencia instalada, que corresponde a cada uno de los bloques de demanda. Por lo tanto, la producción de la central queda definida por una función lineal de la potencia instalada a la que se suman o restan los aportes de regulación estacional. Las potencias instaladas en centrales en un período contribuyen al abastecimiento de ese período y los siguientes.

iv) Variables de explotación. Algunas de las centrales hidroeléctricas estudiadas poseen una capacidad en embalse que les permite una regulación estacional. Esta capacidad se representa para cada central a través de una variable que es la energía traspasada de una estación a otra. A estos efectos, se utilizan las mismas variables de traspaso tanto para el año hidrológico promedio como para el seco. En la realidad la operación del embalse será distinta en año seco, medio o húmedo, pero no es necesario precisarla con mayor detalle, ya que la representación del embalse está muy simplificada.

v) Restricciones de operación del embalse. Se imponen tres condiciones a la operación del embalse:

/La transferencia

La transferencia no debe exceder un cierto volumen máximo, definido éste por la capacidad del embalse, las limitaciones de agua para riego o razones de seguridad.

La transferencia no puede sobrepasar los aportes disponibles en la estación, menos la energía exigible a la central por razones de potencia garantizada. Puede suponerse que las exigencias por razones de potencia corresponden a una generación de 150 horas de potencia máxima en un trimestre.

La transferencia no puede ser superior a la potencia sobrante mediante la cual se hace el traspaso, es decir, la potencia instalada en la correspondiente central menos el aporte natural.

Estas restricciones deben plantearse para condiciones hidrológicas media y seca. Es posible que algunas de las inecuaciones sean menos restrictivas que otras para todo el rango de potencia; en ese caso, no es necesario plantearlas en el sistema de restricciones.

g) Plantas termoeléctricas

El tratamiento de plantas termoeléctricas (a vapor, nucleoeléctricas, de ciclo combinado y a gas) es similar y las explicaciones siguientes son válidas para todas, excepto en lo que se refiere a los coeficientes de disponibilidad y operación mínima.

i) Variables de capacidad. Las centrales térmicas presentan economías de escala en los costos de inversión y explotación, lo que conduciría a instalar centrales del mayor tamaño posible. Pero por otra parte, razones de seguridad del sistema aconsejan imponer un tamaño máximo a las unidades.

La representación de la variación de los costos con el tamaño no se toma en cuenta explícitamente en el modelo, sino que se adopta una unidad de tamaño máximo en cada período. El tamaño de la central se refleja en el costo correspondiente, siendo la potencia a instalar una variable continua. La variable de capacidad representa la potencia neta instalada en centrales del tamaño correspondiente al costo utilizado en la función objetivo. Las centrales instaladas en cada período contribuyen al abastecimiento de ese período y de los siguientes.

ii) Variables de explotación. Las centrales térmicas complementan a las hidroeléctricas ante variaciones de los aportes hidrológicos, y tendrán generación distinta en función de las contribuciones de las centrales hidroeléctricas. Se definen variables de generación de las centrales térmicas en año medio y seco, y para cada trimestre. Las variables de generación en año medio aparecen en la función objetivo. Como una manera de disminuir el número de variables, sólo se considera una en cada

/período

período, que representa la generación de todas las potencias en centrales térmicas de cada tipo instaladas hasta ese período, y por lo tanto se asigna el mismo costo de generación a todas esas centrales en cada uno.

iii) Restricciones. Las centrales térmicas de vapor y turbina de gas tienen las siguientes limitaciones de operación. La generación de las centrales térmicas está limitada a un máximo determinado por la potencia instalada, las posibles fallas, los períodos de mantenimiento programados y un mínimo de potencia que depende del tipo de planta. Estas variables se escriben como un factor de planta máximo que multiplica la potencia instalada.

h) Variables geotérmicas

El caso de las unidades geotérmicas, por tener un costo variable de generación prácticamente nulo requiere representación especial. Si se instalaran estas centrales operarían en la base. Su aporte lo limitan solamente las fallas y los períodos de mantenimiento, motivo por el cual se da un tratamiento muy similar a las centrales hidroeléctricas.

i) Variables. Se define solamente la variable de capacidad instalada para cada período.

ii) Aportes. Los aportes de la central son función de la potencia instalada. Se considera que aportan el máximo posible, limitado por las fallas y períodos de mantenimiento.

iii) Limitación de los recursos disponibles. En general el modelo tenderá a desarrollar al máximo los recursos geotérmicos debido a su bajo costo de operación, motivo por el cual es necesario limitar los recursos geotérmicos disponibles en cada período a las posibilidades de desarrollo de los campos productivos. Se considera que los recursos posibles de desarrollarse que no fueron seleccionados por el programa en un período podrían ser agregados al desarrollo del período siguiente mediante una restricción impuesta a cada período.

i) Sistemas previsibles de transmisión

Las características del sistema de transmisión se representan de manera aproximada con el objeto de estimar las energías intercambiadas entre nodos y su influencia en la selección de alternativas de generación. Esta representación, por ser aproximada, puede obligar a realizar procesos iterativos en la búsqueda de la solución óptima.

i) Variables de capacidad. Una variable de capacidad de transmisión entre nodos para cada período es una variable continua que tiene asociado un costo de inversión en dólares/kW transmitido. Representa la capacidad adicional de transmisión que se instala en cada período; la transmisión se limita a la suma de las capacidades instaladas más la capacidad inicial.

/ii) Variables

ii) Variables de explotación. Las variables de explotación corresponden a las transmisiones que se efectúan en cada bloque que representa la demanda, y a cada período a través de las nuevas líneas de transmisión. Las variables de explotación disminuyen la energía disponible en el nodo, del cual salen, y aportan esa energía -disminuida por la pérdida en la línea-, el nodo al cual llegan.

iii) Restricciones. La potencia transmitida no puede superar a la capacidad instalada inicial más la adicionada en los períodos precedentes.

iv) Limitaciones de las transmisiones. En el modelo se puede plantear una restricción que exige que cierto porcentaje mínimo de la demanda sea producido en el propio nodo a fin de analizar cómo se modifica la solución cuando las transmisiones de energía o potencia se limitan a ciertos valores máximos.

j) Instalaciones de generación y transmisión existentes

El equipamiento existente a la fecha de iniciación del estudio se representa en forma similar a las centrales futuras, con algunas excepciones que tienden a simplificar el planteamiento. Por tratarse de centrales ya instaladas, sus aportes están garantizados sin un aumento de inversión, por lo cual se resta a la demanda por abastecer el aporte constante que significa la potencia de dichas centrales.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, los aportes de energía se restan de la demanda por abastecer. Para las centrales térmicas de vapor, diesel o gas, la operación en año medio y seco se representa por la generación en los trimestres típicos de cada período. La capacidad de embalse de las centrales hidroeléctricas existentes se representa con una variable de traspaso de energía entre estaciones. Esta variable está limitada a un valor máximo definido en forma similar al de los proyectos hidroeléctricos futuros.

k) La función de costo

La función objetivo a minimizar debe ser una función lineal de las variables (incógnitas) del problema, y comprende las dos definiciones siguientes actualizadas a la fecha inicial del período de estudio.

i) Actualización de las inversiones. En la práctica, las inversiones se distribuyen en períodos de tres o cinco años. Si se supone que cada dos años entran en servicio centrales con potencias iguales al crecimiento de la demanda, se concentra una inversión equivalente a principios del segundo año del período de tres años y en el tercer año del período de cinco (año medio).

/El coeficiente

El coeficiente de costos de la variable de instalación debe representar el costo de inversión actualizado a la fecha inicial del estudio, y es función, por lo tanto, del costo unitario, del período en que se realice la inversión, de la vida útil del equipo, del costo fijo de explotación y de la tasa de actualización.

ii) Actualización de los costos variables. Las variables de explotación de las centrales térmicas corresponden a la generación de la central para el abastecimiento del último año del período. Sin embargo, como la generación varía en el tiempo, se supone una variación lineal anual de la generación de una central de un período a otro, y los coeficientes de costos de generación se calculan con base en esta hipótesis. En el último período se agrega el valor correspondiente a la generación desde el último año hasta el infinito, en el supuesto de que se mantiene indefinidamente la situación del último año del último período.

2. El modelo WASP

El "Wien Automatic System Planning Package" (WASP) del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) es un grupo de seis módulos o programas de computación interrelacionados y desarrollados para realizar la planificación de sistemas eléctricos de potencia.

El modelo WASP está diseñado para buscar la política de expansión de generación económicamente óptima para un sistema eléctrico dentro de restricciones especificadas por el usuario. La versión original (WASP-1 fue desarrollada por la Tennessee Valley Authority (TVA) de los Estados Unidos, y es una versión de segunda generación del programa "Systems Analysis Generation Expansion" (SAGE) desarrollado por y para la TVA.

El modelo original ha sido considerablemente perfeccionado para producir las dos versiones actualmente en uso: WASP-2, que es capaz de analizar plantas de acumulación por bombeo como alternativas de abastecimiento y WASP-3 que, aunque no tiene esta última posibilidad, es capaz en cambio de realizar una simulación más detallada de la operación de las plantas hidroeléctricas e introduce el costo de la energía no servida como componente de la función objetivo. En esta nota se presenta una descripción del modelo WASP para lo cual se describe primero en forma general ambas versiones y luego se detallan las características particulares de la versión WASP-3. La descripción es de tipo general-conceptual, omitiéndose los detalles de tipo operativo.

Los requerimientos computacionales del modelo WASP, definidos como "moderados" alrededor del año 70 a fin de que el modelo pudiera ser utilizado por países en desarrollo, son ahora, con el rápido desarrollo de la computación, bastante modestos: el modelo puede implementarse en un computador con 256 K bytes de memoria, compilador FORTRAN IV y periféricos normales (unidad de discos, impresora, lectora de tarjetas).

/El sistema

El sistema operativo debe ser capaz de manejar alrededor de 10 archivos secuenciales y de acceso directo. Los tiempos de computación varían grandemente con el tamaño del sistema eléctrico analizado y de la velocidad del computador. Como cifra indicativa puede decirse que la operación de todos los módulos para un caso puede tomar en un computador moderno alrededor de media hora de tiempo C.P.U.

a) Estructura

El programa de computación WASP puede definirse como un modelo matemático de simulación con optimización mediante programación dinámica.

En materia de adiciones de generación pueden estudiarse hasta 14 tipos de unidades térmicas como alternativas de expansión mientras que los proyectos hidroeléctricos se definen en una categoría en la versión WASP-2, y en el modelo WASP-3 se consideran de uno en uno, en cada categoría, según un orden de prioridad establecido. En el modelo WASP-2 pueden incluirse además plantas de acumulación por bombeo y las llamadas plantas hidroeléctricas de emergencia, cuya característica es que pueden generar durante la hora de pico, pero el sistema debe reponer su energía mediante generación térmica fuera de la hora de pico.

El número de alternativas a analizar -que pueden ser varios cientos- se limita imponiendo márgenes de reserva en potencia mínima y máxima 2/, probabilidad de pérdida de carga a respetar y el número mínimo y máximo de unidades de cada tipo que se pueden instalar cada año.

En los cálculos de simulación las unidades térmicas se representan individualmente en dos bloques (base y punta). Los dos tipos de centrales hidroeléctricas se representan por medio de una central equivalente formada por un bloque de base y otro de punta. Estas plantas equivalentes se forman por la adición de la capacidad y de la generación disponible de las plantas individuales de su tipo.

El efecto de variación de los aportes hidráulicos se toma en cuenta calculando el costo esperado de operación para varias condiciones hidrológicas. El cálculo del costo de operación se realiza

2/ El procedimiento de limitar el llamado "túnel de expansión" mediante márgenes de reserva máximo y mínimo se interpreta a veces erróneamente como que el modelo utiliza criterios de seguridad de márgenes de reserva fijos. Esto no es así. El método sólo sirve para definir el conjunto de configuraciones susceptibles de análisis. La verificación de la seguridad de abastecimiento se hace para cada configuración mediante operación simulada aplicando los criterios de probabilidad de pérdida de carga.

/mediante

mediante el método de simulación de probabilidades que toma en cuenta las salidas forzadas o las desconexiones imprevistas de unidades térmicas.

Mediante el método de programación dinámica, se determina el programa de instalaciones con un costo mínimo actualizado de inversión y operación (en la versión WASP-3 opcionalmente se puede agregar el costo de falla), sujeto a condiciones de probabilidad de pérdida de carga máxima a respetar.

El programa WASP está formado por una serie de seis módulos separados:

FIXSYS: Describe el estado del sistema eléctrico al inicio del estudio.

VARSYS: Define el tipo de unidades que se usarán en la expansión del sistema durante el período de estudio.

LOADSY: Define las necesidades de generación del sistema a través de curvas de duración de demanda para cada estación o mes de cada año del período de estudio.

CONGEN: Genera las alternativas de expansión del sistema (configuraciones), respetando las opciones indicadas por el planificador.

MERSIM: Calcula los costos de operación para cada una de las configuraciones generadas en CONGEN empleando el método de simulación probabilística.

DYNPRO: Mediante el algoritmo de programación dinámica, determina la política óptima (costo total mínimo actualizado) entre las alternativas definidas en CONGEN.

Cada módulo es un programa de computación y un grupo de subrutinas. Esta estructura modular permite al usuario observar los resultados intermedios, analizarlos paso a paso e ir corrigiendo errores, con el consiguiente ahorro de tiempo. También permite disminuir la memoria necesaria permitiendo el empleo de computadores relativamente pequeños.

b) Flujo de información entre programas

La información pasa de programa a programa por medio de archivos que se guardan en disco magnético.

Los módulos FIXSYS, VARSYS y LOADSY son independientes unos de otros y generan archivos por separado para ser usados por los tres módulos restantes, los cuales deben ser ejecutados en orden después que los tres primeros se han ejecutado.

/El programa

El programa CONGEN emplea los archivos generados por los tres primeros módulos además de datos adicionales propios para crear un archivo que contiene las configuraciones generadas para cada año.

MERSIM utiliza los archivos creados por los cuatro programas anteriores y genera uno adicional que contiene los datos de costo de operación de cada configuración. Todos los archivos anteriormente creados por los módulos FIXSYS, LOADSY, VARSYS, CONGEN y MERSIM son usados por el módulo DYNPRO junto con información adicional, para determinar el programa óptimo de expansión del sistema.

c) Simulación probabilística

Una de las características particulares del modelo WASP es el tratamiento de la operación simulada del sistema de generación, la que se realiza con gran detalle utilizando conceptos probabilísticos.

Normalmente la curva de demanda en un sistema eléctrico se considera abastecida por el conjunto total de las unidades generadoras menos las máquinas que están fuera de servicio. Un enfoque alternativo es imaginar las máquinas fuera de servicio entregando su capacidad y definir una curva de carga equivalente igual a la carga más la capacidad fuera de servicio, ambas ponderadas por la probabilidad que tiene cada unidad de sufrir una salida forzada. Con esta definición de carga, todas las máquinas contribuyen al abastecimiento.

Para calcular la generación de una unidad es necesario definir, en primer lugar, el orden de carga de las unidades, pues la generación de una unidad cualquiera generalmente sólo se ve afectada por la salida forzada de unidades que están abajo de ella en el orden de carga y no por las que están sobre ella. Con estos criterios se realiza la simulación probabilística de la operación de las centrales en el modelo WASP.

d) Descripción de los módulos

i) Módulo de descripción de la carga (LOADSY). El programa de descripción de la carga define las potencias y energías definidas en la previsión de demanda que deberán ser abastecidas por el sistema durante el período de estudio. Las cargas de los diferentes períodos se representan por curvas de duración de potencia. Para su uso en los módulos CONGEN y MERSIM, los ejes de las curvas de duración de carga se invierten y se representan con una serie de Fourier de hasta 100 términos.

/LOADSY

LOADSY crea un archivo de datos que es usado posteriormente por CONGEN, MERSIM y DINPRO. La información de entrada requerida es:

1) El número de períodos en que se divide cada año (1 a 12);

2) La demanda pico anual;

3) La relación de la demanda pico de cada período del año con respecto a la demanda pico anual, para cada año del estudio;

4) La forma de la curva de duración de carga para cada período del año, expresada como los coeficientes de un polinomio de quinto orden. (Esta curva puede cambiar cada año), y

5) El número de términos cosenos a ser usados en la aproximación por la serie de Fourier.

ii) Módulo de descripción del sistema fijo (FIXSYS). El programa de descripción del sistema fijo define el estado del sistema al inicio del estudio, las adiciones comprometidas y los retiros programados, y crea un archivo con estos datos, el cual es usado posteriormente por los módulos CONGEN, MERSIM y DYNPRO. Los datos de entrada requeridos son:

1) El primer año del estudio y el número de períodos anuales.

2) Para cada planta térmica (una planta es un cojunto de una o más unidades idénticas), el número de unidades, sus niveles de operación mínimo y máximo (MW), su consumo calórico a nivel mínimo e incremental promedio entre los niveles mínimo y máximo, los costos de combustibles nacionales y extranjeros, la tasa de salida forzada, los requerimientos de tiempo anuales para mantenimiento programado, los costos de operación y mantenimiento fijos y variables (excluyendo combustible) y el tipo de planta. Las plantas térmicas pueden agruparse en cinco tipos deferentes en función de los cuales se definen posteriormente las tasas de escalamiento y actualización de los costos de operación y los análisis paramétricos de éstos.

Adicionalmente se especifica para cada planta una "clase de mantenimiento" que se utiliza para definir la disponibilidad de la máquina. En cada año se pueden especificar adiciones o retiros de unidades a las plantas térmicas con respecto al conjunto definido inicialmente.

Para el sistema hidroeléctrico[3/] existente al inicio del estudio se especifica el nombre de cada uno de los dos tipos de plantas en que pueden clasificarse las hidroeléctricas existentes, el número de condiciones hidrológicas y su peso relativo o probabilidad de cada una de ellas.

3/ La descripción de las plantas hidroeléctricas corresponde a la versión WASP-3 que las trata con mayor detalle.

/Para cada

Para cada planta dentro de cada tipo se especifica el tipo, la capacidad instalada y la capacidad de regulación medida en energía; para cada período y para cada condición hidrológica se indica la potencia disponible, la energía afluente a la planta y la energía mínima a ser generada en la base debido a compromisos especiales (regadío agua potable, navegación, etc.).

El módulo FIXSYS (y también el VARSYS) determina la energía que cada central hidroeléctrica puede colocar fuera de la base en función del volumen de su embalse, de la energía afluente y de la exigencia de energía de base determinada por la generación mínima demandada.

El programa define una planta hidroeléctrica equivalente (para cada uno de los dos tipos) adicionando potencias instaladas y potencias y energías disponibles en la base y en la punta, por período y condición hidrológica. Para cualquier proyecto hidroeléctrico que se incluya con posterioridad al año inicial, se requiere la misma información señalada anteriormente, la cual, una vez procesada, se agregará a la planta equivalente.

Para las plantas hidroeléctricas se aceptan tasas de salida forzada y tiempos de mantenimiento programado iguales a cero. La no disponibilidad puede tomarse en cuenta usando capacidades promedio efectivas menorea que la capacidad nominal total.

iii) Módulo del sistema variable (VARSYS). El programa del sistema variable crea un archivo de datos en el que se describen las plantas o tipos de unidades que pueden considerarse como candidatas para expandir el sistema en el período de estudio. Puede haber 12 tipos de plantas térmicas candidatas y dos tipos de hidroeléctricas (sólo una en WASP-2). Dentro de cada tipo de plantas hidroeléctricas pueden incluirse hasta 30 proyectos ordenados; el usuario ordena los proyectos de cada tipo con base en lo que él considera el orden de mérito económico, fecha probable en que el proyecto estará definido u otro criterio.

En los módulos CONGEN y DYNPRO, estos proyectos podrán ser aceptados en el programa de expansión en ese orden y sin posibilidades de alterarlo. Esto es, el segundo proyecto sólo puede ser incluido en el programa de expansión una vez seleccionado el primero, el tercero se tomará en cuenta una vez incluidos los dos primeros y así sucesivamente.

Los datos de entrada requeridos son:

El número de períodos en el año;

Para cada tipo de planta térmica, la misma información requerida en el sistema fijo, excepto que el número de unidades no se especifica, y

/Para cada

Para cada proyecto hidroeléctrico, la misma información requerida en el sistema fijo. Adicionalmente, debe indicarse el primer año en que el proyecto puede ser seleccionado. Las potencias y energía de cada proyecto son agregadas a la planta equivalente de su tipo en el instante que se incorporan al sistema.

iv) Módulo generador de configuraciones de expansión (CONGEN). El módulo CONGEN crea un archivo de datos, usado por los módulos MERSIM y DYNPRO, en el que se describen año con año las configuraciones alternativas del sistema a ser evaluadas. Los datos de entrada necesarios para cada año del estudio son:

Los valores aceptables mínimos y máximos del margen de reserva, expresados como un porcentaje de la demanda pico durante el período "crítico" para la condición hidrológica especificada por el usuario (definido como el período donde es mayor la diferencia entre la demanda pico y la capacidad hidroeléctrica firme, considerando las plantas del sistema fijo más las del sistema variable de la configuración en estudio).

El número mínimo de unidades (o proyectos en el caso de hidroelectricidad) de cada tipo de planta del sistema variable requerido para abastecer la demanda.

El número máximo de unidades (o proyectos) de cada tipo de plantas del sistema variable permitidas para instalación, en adición al número mínimo requerido, mencionado en el inciso anterior.

El valor máximo permisible de probabilidad de pérdida de carga (LOLP), si éste ha de ser calculado en el CONGEN.

El programa generador de configuraciones de expansión define todos los posibles estados del sistema de generación expandido dentro de las restricciones impuestas por el usuario; es decir, define todos los valores permisibles de las variables independientes. Así, una configuración puede describirse como un conjunto de números enteros, uno para cada tipo de planta descrita en el sistema variable; cada número representa el número de unidades (o proyectos) del tipo de planta correspondiente en el sistema. Adicionalmente a satisfacer las restricciones impuestas por el usuario, una configuración aceptable en un año dado debe ser congruente al menos con una de las configuraciones aceptadas para el año anterior.

Las restricciones que impone el usuario sirven para limitar las configuraciones alternativas en los módulos MERSIM y DYNPRO de entre aquellas que el usuario cree sean las económicamente más atractivas hasta un número razonable desde el punto de vista de computación.

/v) Módulo de

v) Módulo de simulación probabilística (MERSIM). El programa de simulación considera todas las configuraciones generadas por la corrida más reciente del CONGEN; para cada configuración no simulada previamente por alguna corrida anterior del MERSIM, simula la operación del sistema para cada período en el año y para cada condición hidrológica y forma el nuevo archivo de simulación que usará el módulo DYNPRO combinando los resultados de simulaciones previas del archivo antiguo formado por anteriores corridas del MERSIM con los resultados de las nuevas simulaciones. Los datos de entrada requeridos son:

El año base para el cálculo de la escalación y los factores individuales de escalación para los costos de operación y mantenimiento nacionales y extranjeros de cada uno de los tipos de planta utilizados para propósitos de este estudio. Esto permite tomar en cuenta el efecto de la inflación sobre los precios.

Si se desea tratar de respetar el criterio (opcional) de la reserva rodante, ésta se puede definir como un porcentaje de la demanda máxima más un coeficiente por la potencia de la unidad mayor o como una cantidad de potencia fija. Debe indicarse además el porcentaje de la potencia hidráulica que se considerará como reserva rodante.

Para definir el orden de carga de las plantas térmicas se indica separadamente la ubicación de dos bloques; el bloque de base corresponde a la capacidad mínima de operación definida en FIXSYS o VARSYS, y el de pico, a la diferencia de capacidad entre los niveles de operación mínima y máxima. Este orden original puede ser modificado por el programa para tratar de respetar el criterio de reserva rodante definido.

No es necesario indicar el orden de carga de las centrales hidroeléctricas dado que el bloque de capacidad de base de estas plantas se coloca siempre en primer lugar, y la capacidad restante es colocada por el programa en el resto de la curva a modo de tratar de aprovechar toda la energía y potencia disponible.

Las plantas térmicas pueden ubicarse en cualquier orden especificado por el usuario, con la única restricción de que, para una planta dada, el bloque de capacidad de base debe situarse antes que el bloque de capacidad de pico. Un bloque de capacidad de base no se coloca necesariamente como "base" ya que la posición de la planta en el orden de carga puede estar muy cerca de la punta (alta en la curva) como para permitirlo. En cambio, un bloque "pico" puede ser usado como base, si la posición de la planta en el orden de carga es suficientemente baja.

En el módulo MERSIM se usa un método heurístico para desarrollar una distribución razonable del mantenimiento entre los períodos del año, de manera que el mantenimiento de las unidades más grandes se haga en el período que tiene el suficiente espacio para el mantenimiento, siendo éste la diferencia entre el pico de la carga y la capacidad

/instalada.

instalada. De acuerdo con el tamaño, el mantenimiento de las unidades térmicas se devide hasta en siete clases. Una vez decidido el período en que se realizará el mantenimiento de una unidad particular, el mantenimiento puede distribuirse aleatoriamente en dicho período y, por lo tanto, puede combinarse con las tasas forzadas de salida, para estimar los factores de capacidad de planta y la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema. Así, el LOLP calculado en MERSIM incluye los efectos de salidas programadas, mientras que el LOLP del CONGEN no los incluye. Los LOLP de los períodos se promedian para obtener el LOLP anual. Este método de manipular el mantenimiento sólo es, por supuesto, aproximado, pero representa un balance razonable entre la precisión y el tiempo de computación requeridos para estudios de expansión a largo plazo.

El módulo MERSIM usa un modelo de simulación probabilística para calcular la generación de energía de cada planta y los correspondientes costos de operación y mantenimiento, domésticos y extranjeros, analizando cada configuración para cada período en el año. La confiabilidad del sistema de generación también se estima al calcular el LOLP y la energía no servida.

vi) Módulo de optimización (DYNPRO). El algoritmo de programación dinámica del módulo DYNPRO efectúa la evaluación económica de los planes de expansión alternativos, considerando todas las configuraciones del archivo de datos provenientes de la última corrida del CONGEN y la información sobre costos de operación y mantenimiento del archivo de datos del MERSIM, junto con información que se le suministra sobre costos de capital, parámetros económicos y confiabilidad aceptable. Aquellas configuraciones que no cumplan con el criterio de confiabilidad (el máximo valor aceptable de LOLP), se rechazan y de las restantes se selecciona el cronograma, de expansión de nuevas unidades de generación al sistema, de menor costo actualizado durante el período de tiempo del estudio.

Los datos de entrada al DYNPRO son los siguientes:

Para cada proyecto candidato de expansión definido en el módulo VARSYS:

- Costos de inversión (dólares/kW), en moneda local y extranjera, y
- Vida útil de la planta (años)

Un factor por el cual se multiplican los costos en moneda extranjera (1.0 si no es especificado) para tomar en cuenta el efecto de las tasas de cambio.

Factores individuales multiplicadores para los costos de operación y mantenimiento domésticos y foráneos, para cada uno de los tipos de plantas térmicas (combustibles), según la definición incluida en la descripción de los sistemas fijo y variable.

/Años de

Años de referencia para el cálculo del valor presente y para propósitos de aplicación de las tasas de escalación.

Un valor único de la tasa de descuento (porcentaje anual) a ser aplicada a todos los costos de inversión domésticos, y otro para la tasa de descuento a utilizar en todos los costos foráneos de inversión. (Alternativamente, para cada proyecto candidato de expansión se puede especificar un valor individual de la tasa de descuento aplicable a los costos domésticos y foráneos). Estas tasas de descuento pueden variarse año con año.

Un valor único para la tasa de descuento (porcentaje anual) aplicable a todos los costos domésticos de operación y mantenimiento, y otro para la tasa correspondiente a los costos de operación y mantenimiento foráneos. (Alternativamente, para cada uno de los tipos de planta térmica (combustible), pueden definirse valores individuales para las tasas de descuento aplicables a los costos de operación locales y foráneos). Si se desea, estos valores pueden modificarse para cada año del estudio.

Tasas individuales de escalación para los costos de operación y mantenimiento de cada uno de los tipos de plantas térmicas (combustibles). Estos valores se aplicarían en adición a los utilizados en el módulo MERSIN y se utilizarían en estudios de sensibilidad.

Tasas individuales de escalación para aplicar en los costos de inversión de cada proyecto candidato de expansión.

Valor máximo permisible para la probabilidad de pérdida de carga.

Coeficientes de un polinomio de segundo grado para la evaluación del costo de energía no servida cuando se utiliza este criterio. (WASP-3).

Estos datos, junto con la información suministrada a los restantes módulos permite una flexibilidad considerable para definir el criterio por el cual se juzgará el programa óptimo ("mejor") para el plan de expansión.

El criterio económico por el cual un programa de expansión es seleccionado por el DYNPRO (función objetivo) es el valor presente de todos los costos de inversión de capital del sistema variable menos el crédito por el valor residual en el año horizonte -correspondiente al resto de la vida útil de las plantas del sistema variables-, más todos los costos de operación y mantenimiento y el costo de la energía no servida. El valor unitario de esta última se representa como una función creciente de la magnitud de la falla expresada en energía anual.

/El usuario

El usuario puede elegir el programa de costo mínimo total de abastecimiento considerando las siguientes opciones alternativamente o en conjunto:

- Probabilidad máxima de pérdida de carga aceptable;
- Margen mínimo y máximo de reserva en potencia;
- Costo de falla incorporado a la función objetivo, y
- Número mínimo y máximo de unidades de cada tipo (termoeléctricas e hidroeléctricas) a instalar cada año.

Para el cálculo del valor presente se acepta que los costos totales de inversión de capital para una planta se carguen al principio del año en que ésta entre en servicio, y que todos los costos anuales de operación y mantenimiento se contabilicen a mitad del año. Estas simplificaciones matemáticas suponen que los intereses durante la etapa de construcción están incluidos como parte del costo de inversión, y significan que el valor presente calculado para los costos de operación y mantenimiento es algo diferente del que resultaría si se usara un cargo trimestral o continuo.

Después de eliminar todas las configuraciones con valores inadecuados de LOLP, lo mismo que las configuracioneds derivadas de ellas en años posteriores, el módulo DYNPRO usa el algoritmo de programación dinámica para encontrar el camino de más bajo costo (o sea, aquel con el valor mínimo de función objetivo) desde el comienzo del estudio hasta el año final de cada configuración. De esta manera, si cien configuraciones permanecen en el año final, el algoritmo identificará el camino de más bajo costo para llegar a cada una de esas configuraciones, y de los cien caminos escogerá el de menor costo como la solución óptima. En realidad, puede que esta solución no sea OPTIMA sino sólo la de más bajo costo dentro de las restricciones impuestas por el usuario. En el caso extremo, el usuario puede haber impuesto restricciones tan severas que se produzca una sola configuración para cada año; en esta situación el algoritmo no tiene alternativas. En este caso extremo, el cual resulta de todas maneras útil, ya que permite el cálculo de la función objetivo para un plan de expansión predeterminado de interés para el usuario, el módulo DYNPRO actúa sólo como programa de evaluación de costos sin jugar un papel de optimización.

Dado que el DYNPRO calcula los caminos más económicos para todas las configuraciones del año horizonte, es posible pedirle igualmente hasta nueve de las soluciones más cercanas a la óptima, a fin de investigar cuan "plana" resulta la función objetivo en la vecindad de la solución óptima.

El módulo DYNPRO también indica las restricciones impuestas por el usuario en el módulo CONGEN, en relación con el número máximo y mínimo de unidades permitidas de cada tipo de planta candidata a la expansión cada año, que realmente han restringido la solución.

Debido a que el DYNPRO toma relativamente poco tiempo de computación comparado con el MERSIM, el primero puede usarse convenientemente para realizar estudios de sensibilidad realizando una serie de corridas

/ejecutadas

ejecutadas al mismo tiempo, en las cuales se varían los parámetros económicos más importantes para indicar la sensibilidad de la solución óptima a cada uno de los parámetros que intervienen en la optimización

e) Características particulares del modelo WASP-3 en relación al WASP-2

El modelo WASP tal como fue desarrollado originalmente (versión 2) tiene el mérito de representar con cierto detalle las características de las centrales térmicas. En el caso de las plantas hidroeléctricas en cambio, la representación no es tan fiel.

El uso del modelo WASP en el estudio de la expansión de sistemas, con una proporción de generación hidroeléctrica importante, ha exigido incorporar algunas modificaciones para mejorar la representación de este tipo de plantas y modificar los criterios de seguridad de abastecimiento según se describen a continuación. Estas modificaciones constituyeron el paso de la versión 2 a la versión 3 y se sintetizan a continuación.

i) Criterios económicos y de garantía.

1) Cálculo de la probabilidad de pérdida de carga. Se modificó la forma de calcular la probabilidad de pérdida de carga en el módulo MERSIM para tomar en cuenta aquellos casos de falla por falta de energía hidroeléctrica. En el punto 2 se describe el método empleado.

2) Incorporación del costo de la energía no servida en la función objetivo. Se estableció el costo de falla como una nueva variable en la función objetivo. El costo unitario de falla se expresa como una fun función creciente de la magnitud de la falla expresada. en energía anual. En el punto 3 se detalla el planteamiento de esta modificación.

De esta manera, el usuario puede elegir el programa de costo mínimo total de abastecimiento considerando las siguientes opciones alternativas o en conjunto:

a) máxima probabilidad de pérdida de carga aceptable;

b) mínimo y máximo margen de reserva en potencia y

c) costo de falla incorporado a la función objetivo.

ii) Representación de centrales hidroeléctricas.

1) Modificación del sistema de multiplicadores para diferentes hidraulicidades. El modelo WASP-2 emplea un sistema de coeficiente para determinar la generación de los proyectos hidroeléctricos en años distintos del normal. Estos coeficientes son únicos y no se modifican con la incorporación de nuevas centrales al sistema. Además, mantienen la misma distribución estacional o mensual de los aportes de las plantas para las distintas condiciones hidrológicas.

En la versión WASP-3 se eliminó el sistema de multiplicadores y se entrega para cada estación o mes y para cada condición hidrológica la

/potencia

potencia disponible (MW) y la energía que puede generar cada planta (GWh). De este modo cada proyecto puede modificar la distribución de la energía hidráulica del conjunto al variar sus aportes para cada condición hidrológica, así como su distribución estacional o mensual.

2) Determinación de la energía que las centrales hidráulicas pueden colocar fuera de la base. Se incorporó a los módulos FIXSYS y VARSYS una subrutina que determina la energía que la central puede colocar fuera de la base en función del volumen del embalse y de las exigencias de caudales en base por condiciones de riego, navegación, etc. De este modo sólo es necesario entregar como datos la energía afluente, la energía mínima de base exigida a la central y el volumen de regulación para que el programa determine la potencia y la energía en los bloques de base y punta. En el punto 4 se describe esta subrutina.

3) Aumento a dos del número de categoría de plantas hidroeléctricas. Se aumentaron a dos las categorías de plantas hidroeléctricas tanto en el sistema fijo como en el variable. Debe indicarse en FIXSYS y VARSYS la categoría a que pertenece cada planta.

Cada una de estas categorías queda representada, para los efectos de la simulación de la operación, por una planta compuesta por la suma de los proyectos individuales con un bloque de punta. Se desarrolló un procedimiento de cálculo de la simulación probabilística a fin de colocar en la curva de duración los dos tipos de plantas hidroeléctricas separadamente. Este procedimiento se describe en el punto 5.

En el sistema variable cada categoría es tratada en forma independiente, lo que permite definir dos series o listas de proyectos candidatos para ser elegidos en la expansión del sistema.

Estas dos categorías son tratadas de la misma manera por el programa, pero se han definido como: a) de gran regulación y b) de pequeña regulación; se prevé incorporar posteriormente al programa una subrutina que realice una optimización de la operación anual de un embalse equivalente de la planta compuesta de gran regulación.

La incorporación de dos categorías de plantas hidroeléctricas significa un importante avance en su representación en el modelo WASP, tanto en lo referente a las alternativas de expansión como al cálculo de los costos de operación. Esto último porque permite mayor flexibilidad en el acomodo de las plantas térmicas en la curva de carga.

4) Eliminación del tratamiento de plantas de bombeo y de emergencia. WASP-3 está previsto para estudiar el desarrollo de sistemas con proporción hidroeléctrica importante y los cuales, generalmente, no se considera la incorporación de bombeo en su expansión. Por esta razón y para mantener el programa dentro de un tamaño razonable, se eliminó el tratamiento de este tipo de planta en la versión modificada del WASP.

/En WASP-2,

En WASP-2, la planta de emergencia sirve para representar la capacidad no utilizada de las centrales hidroeléctricas de gran embalse, cuya operación se requiere a fin de abastecer los posibles déficit de energía y potencia a consecuencia de salidas forzadas y por mantenimiento de las plantas térmicas. Dado que el modelo WASP-3 permite una mejor representación de las centrales hidroeléctricas, no se consideró necesario incluir la planta de emergencia.

5) Modificación de salidas de modelos FIXSYS, VARSYS y MERSIM. En los módulos FIXSYS y VARSYS se añadió la contribución individual de cada uno de los proyectos a las respectivas plantas hidroeléctricas compuestas y en el módulo MERSIM se detalla la operación de estos tipos de plantas, indicando su ubicación en el orden de carga, así como los derrames de agua en plantas hidroeléctricas producidos por falta de lugar de la energía en la curva de carga.

/B. Algunas

B. Algunas metodologías de planificación eléctrica utilizadas por las empresas nacionales de electrificación de la región

1. Consideraciones generales

Las empresas eléctricas de los países del istmo Centroamericano no utilizan una metodología uniforme para la planificación del desarrollo de sus sistemas eléctricos nacionales, ya sea para sus pronósticos de demanda (estudios del mercado eléctrico) como para la determinación de sus programas de equipamiento mediante un proceso de selección de inversiones.

Más allá de las diferencias y similitudes que presentan las metodologías empleadas, existen ciertos rasgos comunes importantes que merecen destacarse, los que se indican y comentan sintéticamente a continuación:

a) Las proyecciones o estimaciones de la demanda futura de energía eléctrica se efectúan en todos los casos en forma independiente del resto de las formas de energía, inclusive en los países donde existen organismos encargados del sector energía que disponen de metodologías para el análisis integral de la demanda energética.

Estos métodos introducen una debilidad metodológica intrínseca en la cuantificación de la demanda futura de electricidad, ya que no tienen en cuenta la interacción de la misma con otras formas de energía a nivel de posibles sustituciones en algunos sectores de consumo y, por lo tanto, no permiten considerar políticas de gestión de la demanda que puedan modificar convenientemente el curso de las tendencias históricas.

b) Las proyecciones de la demanda son generalmente basadas en tendencias históricas, ya sea mediante proyecciones directas con tasas de crecimiento definidas, o con modelos de tipo econométrico en función de variables exógenas. Mayormente no se consideran alternativas que pueden surgir como consecuencia de una gestión de la demanda -tal como se indicó en el punto anterior- o debido a la no permanencia en el futuro de las condiciones prevalecientes en el pasado.

c) Debido, entre otras cosas, a las características apuntadas en los dos puntos anteriores, es relativamente frecuente encontrar sobrestimaciones de la demanda de energía eléctrica.

d) Los modelos utilizados para la determinación del equipamiento se basan en técnicas de selección de inversiones que buscan optimizar la expansión del sistema eléctrico minimizando el costo de inversión y operación del mismo, es decir, con un criterio estricto de óptimo económico.

e) Dichos modelos no incluyen restricciones financieras ni tampoco se efectúan, en general, los análisis del financiamiento de los programas de expansión como tales. En otros términos, las metodologías de

/planificación

planificación eléctrica utilizadas por las empresas no incluyen el estudio del financiamiento de los programas de inversiones, estudiándose y obteniéndose el mismo en forma individual para cada proyecto durante la etapa de desarrollo.

2. Costa Rica

El mercado eléctrico se proyecta según tres tendencias de crecimiento: baja, media y alta, constituyendo respectivamente el mercado pesimista, esperado y optimista, basándose en las relaciones con variables económicas como el PIB, el precio de la maquinaria, el precio de la electricidad y el precio del gas licuado. En los sectores residencial y comercial se toma en cuenta el número de abonados y la tasa de crecimiento del consumo por abonado. El sector industrial se divide en dos grupos: grandes industrias (las diez mayores) y el resto. El mercado total se obtiene sumando los sectores mencionados y el alumbrado público.

Los valores calculados de esta forma corresponden a las energías anuales. Esta demanda anual de energía eléctrica se distribuye luego mensualmente de acuerdo a un perfil constante. Posteriormente, en base a una tendencia levemente creciente del factor de carga del sistema y a la generación anual, se terminan las demandas máximas anuales, las que corresponden al mes de diciembre. Las demandas máximas mensuales se estiman interpolando linealmente entre las correspondientes a los meses de diciembre de dos años sucesivos, completándose de esta manera una proyección de la demanda en energía y potencia mensual para todos los años del período de planificación, tal como se requiere como elemento básico para utilizar el modelo de equipamiento.

Para seleccionar el programa de equipamiento óptimo se utilizó (hasta la última actualización del programa de expansión) una metodología, desarrollada en el ICE, denominada método del coeficiente de inversión equivalente.4/ Esta metodología permite definir una secuencia óptima de proyectos que minimiza el valor presente de los costos de inversión y operación.

Dicho método consiste básicamente en determinar un valor, llamado inversión total equivalente, en base a la capitalización a la fecha de entrada de la primera unidad de los desembolsos efectuados durante el período de construcción del proyecto y el valor presente de los costos anuales de operación incluyendo combustible en las plantas térmicas y mantemimiento durante la vida útil del mismo, teniendo en cuenta un ajuste por el diferente período de vida útil de los distintos tipos de planta.

4/ Ing. Mario Cantillo Montero, Metodología empleada para el ordenamiento de proyectos. Plan de desarrollo Eléctrico, Dirección de Planificación Eléctrica, ICE. Febrero de 1981.

/Esta inversión

Esta inversión total equivalente para cada proyecto, se distribuye en forma proporcional a la demanda durante el tiempo de absorción del proyecto, es decir el tiempo al final del cual el crecimiento contínuo de la demanda absorbe la energía firme del proyecto. El coeficiente de inversión equivalente se define precisamente como el valor inicial del flujo contínuo de caja del proyecto en cuestión al momento de su entrada en operación, seleccionándose en cada interacción los proyectos que presentan menor coeficiente. Dada la secuencia de proyectos establecidos por el método anterior se determinan las fechas de entrada por medio de balances de potencia y energía efectuados anualmente (año hidrológico) y mensualmente utilizando los datos correspondientes a cada proyecto que se obtienen de su análisis hidrológico probabilístico, verificándose las fechas de entrada de los proyectos simulando su operación en la curva de carga del sistema considerando las variaciones diarias en cada semana y las estacionales.

El programa de expansión del sistema de generación se determina en base a la disponibilidad de energía en año crítico (período de recurrencia de 1 en 20 años) en forma coherente con el criterio utilizado de excluir del catálogo de proyectos todo tipo de central térmica a combustibles.

El criterio de reserva utilizado para potencia la define como el mayor valor que resulte entre la potencia de la unidad mayor y el 10% de la demanda máxima anual, y para la energía la reserva se toma como el mayor valor que resulte entre la producción de unidad mayor de la planta con más energía firme regulada en la estación seca, calculada a factor de planta igual al factor de carga anual, y el 5% de la demanda en la misma estación.

Recientemente se comenzó a utilizar el modelo WASP-3 para determinar las adiciones de generación en el sistema interconectado nacional.

3. El Salvador

La proyección de la demanda se efectúa aplicando tasas de crecimiento fijadas con referencia a las tendencias históricas. La última proyección disponible elaborada por la CEL, por ejemplo, adopta una tasa del 10% -similar a la histórica- presentando variantes únicamente en cuanto al tiempo en que se recuperaría la demanda en el corto plazo.

Para la determinación del plan de expansión óptimo del sistema de generación se utiliza el modelo WASP-III. El criterio de seguridad empleado para la demanda de potencia establece un límite superior de 0.55 para la probabilidad de pérdida de carga, equivalente a dos días al año. Para la energía se utiliza el criterio del costo de la energía no servida.

4. Guatemala

El INDE utiliza diversas metodologías para la proyección de la demanda de electricidad en energía y potencia: i) proyecciones de la

/demanda

demanda global utilizando modelos de regresión lineal, correlacionándolos con el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) global y por habitante, el precio real promedio de la electricidad, el número de consumidores y el coeficiente de electrificación (población usuaria entre la población total), como variables explicativas. Estos modelos resultan muy sensibles a las tasas anuales proyectadas del PIB, las cuales son proporcionadas por la Secretaría del Consejo Nacional de Planificación Económica; se utilizan, sin embargo, varias hipótesis de crecimiento; ii) se efectúan también proyecciones de demanda regional y sectorial sobre la base de estudios de factores demográficos y económicos regionales. Para cada sector se realizan estudios primarios para calcular el nivel futuro de la actividad económica, la demanda y la oferta actuales, y los requerimientos de energía eléctrica a corto y largo plazo. Además, los pronósticos sobre los sectores productivos incluyen los coeficientes de consumos específicos de energía eléctrica y estimaciones sobre los niveles futuros de actividad sectorial.

Con lo anterior se determinan las proyecciones de la demanda media, alta y baja. A este crecimiento normal se agregan las demandas previstas de empresas industriales grandes como por ejemplo el caso de la planta productora de níquel EXMIBAL, de posible reapertura en el año 1995.

En lo referente a los programas de expansión, la determinación de la mejor secuencia de desarrollo se realiza con un modelo de simulación. Este modelo de simulación determina, finalmente, el valor presente del flujo de costos de cada una de las secuencias o programas alternativos de desarrollo para el cubrimiento de la demanda; la secuencia para la cual resulta el valor presente más bajo constituye la solución óptima recomendada. En el proceso se pueden efectuar análisis de sensibilidad respecto al costo de oportunidad del capital, los costos de combustible y otros como los precios sombra para la mano de obra y el costo de las divisas.

Este paquete de programas efectúa la simulación siguiendo resumidamente los siguientes pasos:

1) Con el programa EVAL se generan automáticamente los datos y las características principales de las centrales hidroeléctricas, las cuales conforman el denominado catálogo de proyectos según su estado actual de avance y el detalle de sus estudios básicos;

2) Con la ayuda del programa SEQSI se efectúa seguidamente la generación automática de secuencias, utilizando como datos de entrada los de los proyectos contenidos en el catálogo de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos y las características de las plantas termoeléctricas, las características del sistema actual de generación y la demanda del sistema, y tomando la disponibilidad de energía hidroeléctrica sobre la base de una probabilidad de ocurrencia del 80%, y

3) finalmente, el valor presente de cada secuencia se calcula con la ayuda de un programa de cálculo de inversiones y optimización de despacho de carga denominado INSIM.

/Para la

Para la operación mejorada de los sistemas interconectados de Guatemala-El Salvador ambos países poseen dos modelos principales el TOP-HIDROP, que es un modelo estocástico de optimización y simulación de un sistema de producción hidrotérmica, y el SEXTAN, cuyo propósito es mejorar la operación diaria o semanal, minimizando los costos de generación termoeléctrica.

5. Honduras

La demanda de electricidad se proyecta en base a correlaciones con el PIB.

La revisión del programa de equipamiento fue realizada por consultores externos, utilizando un modelo denominado MADCAP (Main Dynamic Capacity Addition) que minimiza los costos actualizados de inversión y operación. El criterio de reserva empleado es de un 5% de la potencia firme sobre la demanda máxima anual, lo que se estima representa entre un 20% a 30% de reserva a nivel de capacidad instalada.

6. Nicaragua

La proyección de la demanda de energía eléctrica se efectúa utilizando un modelo sectorial, mediante relaciones de tipo econométrico con algunas variables explicativas para cada sector. La consistencia de estas proyecciones sectoriales se comprueba mediante una proyección global efectuada independientemente.

Los sectores de consumo se definen en función de la clasificación tarifaria, siendo clasificados en residencial, comercial, industrial, gobierno, alumbrado público, irrigación y bombeo.

El consumo residencial se obtiene mediante el producto de las proyecciones del consumo residencial unitario y del número de clientes residenciales. El consumo unitario se proyecta en base a datos históricos mediante una ecuación potencial tomando como variables independientes el PIB por habitante y el consumo unitario del año anterior. El número de clientes se obtiene multiplicando el número total de viviendas -obtenido de la proyección de población y de una estimación del número de habitantes por vivienda- por el índice de electrificación (cociente entre el número de viviendas con servicio eléctrico y el número total de viviendas) proyectado en base a datos históricos mediante una ecuación tipo logística.

El consumo comercial se proyecta mediante una ecuación potencial en función del PIB del sector (incluyendo banca, finanzas y seguros) y del consumo del año anterior.

El consumo industrial es estimado por medio de una ecuación potencial en función del PIB del sector, utilizándose un modelo similar para el sector gobierno.

/El consumo

El consumo para alumbrado público se determina con una ecuación potencial, adoptando como variables independientes el consumo residencial y el consumo de alumbrado del año anterior.

Para el consumo en irrigación se utiliza un modelo lineal en función del PIB agropecuario y del consumo en el año anterior.

La demanda de energía eléctrica para bombeo se proyecta correlacionando el consumo con el PIB del sector agua potable y con el consumo en el año anterior, empleando una ecuación lineal.

El consumo total resulta de la suma de los consumos sectoriales y es contrastado contra una proyección independiente del mismo obtenida multiplicando la proyección de población por una proyección del consumo total por habitante, efectuada mediante una ecuación con un factor potencial en función del PIB por habitante y otro exponencial en función del índice de electrificación.

De esta manera se proyecta el consumo de energía eléctrica total del país. En forma independiente se estiman los consumos en los servicios aislados, aplicando tasas de crecimiento, y el consumo de los autoproductores mediante la adopción de un valor constante. Restando estos dos últimos consumos al total del país se obtiene el consumo correspondiente al sistema interconectado nacional, (SIN), al que se adiciona un porcentaje de pérdidas para obtener la generación neta. Aplicando una estimación para la proyección del factor de carga se obtiene la demanda de potencia o demanda máxima.

Para la determinación del programa de equipamiento del SIN se tiene implementado el MGI y el WASP-3 que se describen en el punto A.

7. Panamá

Los pronósticos de demanda utilizan básicamente dos metodologías:

i) Modelo econométrico: utiliza proyecciones de ciertos indicadores económicos y demográficos que hayan demostrado tener una buena correlación con el consumo eléctrico, y

ii) El método microeconómico: estima el consumo sectorial por región, dadas sus tendencias históricas. Ambos métodos se comparan y se elige el más adecuado.

Para el análisis de su programa de expansión, Panamá utiliza el modelo WASP-3. Como resultado, se obtiene la alternativa óptima utilizando el criterio de minimizar los costos de inversión y operación, en términos de valor presente.

/El método

El método de evaluación económica toma en cuenta las características del sistema de generación existente, la proyección de la demanda, la diversidad hidrológica, la operación conjunta, además de los costos de generación y los requerimientos de inversión y, por supuesto, que siempre se cumpla con los requerimientos mínimos de confiabilidad establecidos. Para la simulación de la operación de los embalses, se poseen programas de cómputo cuyo fin es lograr colocar la mayor cantidad de energía firme de todo el sistema hidroeléctrico.

IV. ASPECTOS INSTITUCIONALES Y LEGALES Y CONTRATOS DE INTERCONEXION

A. Aspectos institucionales y legales

El subsector eléctrico en cada uno de los países de América Central está controlado por una sola empresa estatal, la cual se ocupa de la planificación de los desarrollos eléctricos y de la operación de los sistemas eléctricos troncales. En algunos casos, la distribución de energía eléctrica también la realiza esta misma empresa pero en otros se encargan de ella empresas distribuidoras. El subsector eléctrico forma parte del sector energía en general, de muy reciente estructuración estatal en el Istmo Centroamericano. Las empresas eléctricas están sujetas en mayor o menor grado, a una serie de regulaciones en cuanto a tarifas, inversiones, contratación de préstamos, presupuestos, etc., que establecen un conjunto de relaciones entre el subsector eléctrico y el sector energía, así como con el resto del sector público.

A continuación se efectuará una descripción sintética de la estructura institucional del subsector eléctrico en cada país y su inserción en el marco del sector energía.

1. Costa Rica

El desarrollo de la electrificación a nivel nacional está a cargo del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), institución autónoma del Estado creada mediante el Decreto Ley No. 449 del 8 de abril de 1949. Su Junta Directiva está integrada por siete miembros propietarios nombrados por el Poder Ejecutivo, quienes ejercen sus funciones a título personal, es decir, no son representantes de organismos públicos o privados. El Presidente Ejecutivo de la Junta también es designado por el Presidente de la República y constituye la máxima autoridad ejecutiva de la institución. Conviene destacar que a partir de 1963 el ICE también tomó a su cargo el sector telecomunicaciones. Desde esa fecha se convirtió, por lo tanto, en una empresa pública con dos ramas de actividad diferentes.

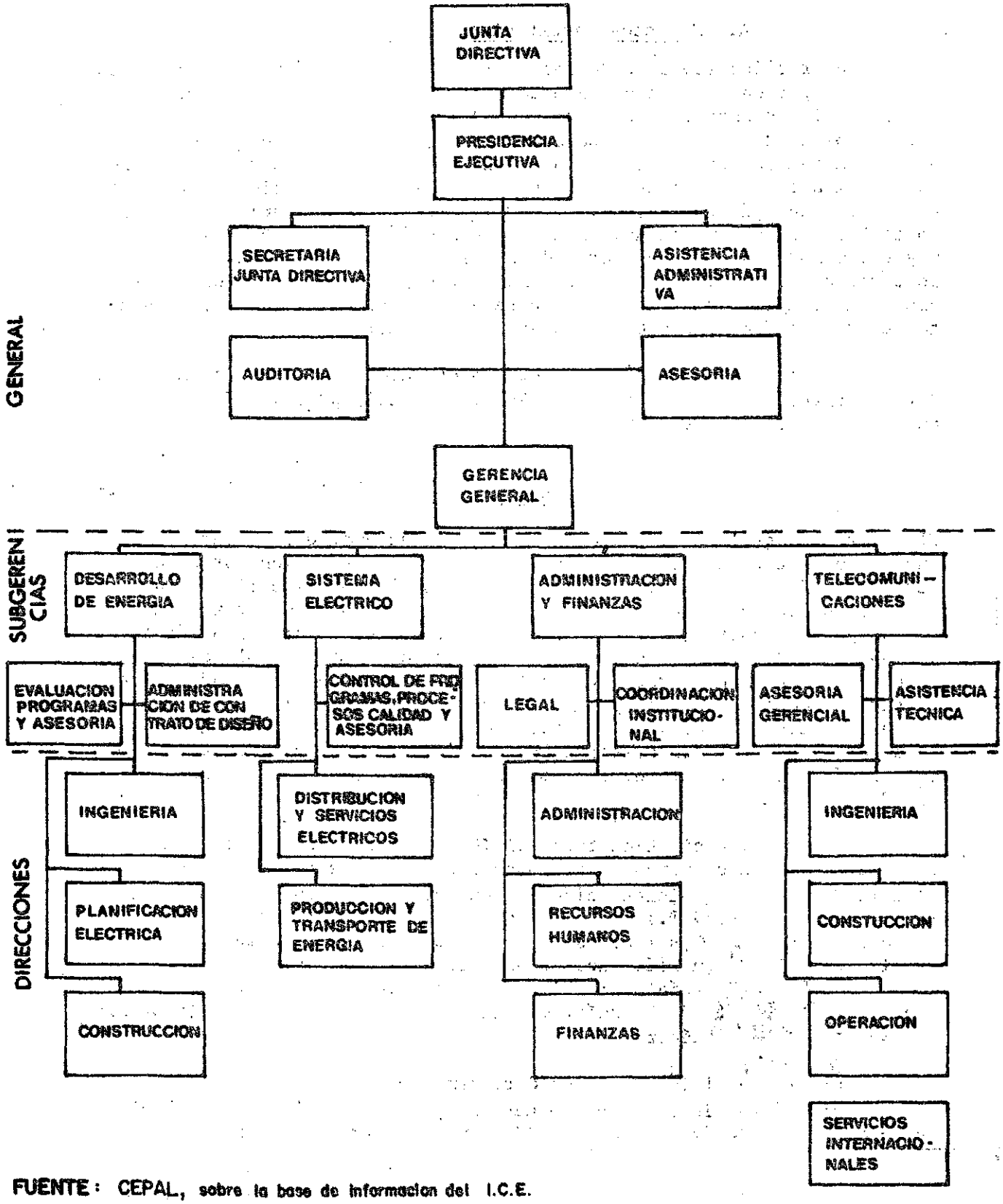
De la Presidencia Ejecutiva del ICE depende una Gerencia General bajo la cual se encuentran cuatro subgerencias: Desarrollo de Energía, Sistema Eléctrico, Administración y Finanzas y Telecomunicaciones. (Véase el organigrama 1.) De las dos primeras, que tienen a su cargo la rama eléctrica de la institución, dependen cinco direcciones: Ingeniería, Planificación Eléctrica, Construcción (dentro de la Subgerencia de Desarrollo de Energía), Distribución y Servicios Eléctricos y Producción y Transporte de Energía, dependientes estas últimas de la Subgerencia del Sistema Eléctrico.

Actualmente el ICE se ocupa directamente de la expansión y operación del sistema interconectado nacional, así como de la mayor parte de la distribución de energía eléctrica en el interior del país. La

/Organigrama 1

ORGANIGRAMA 1

COSTA RICA, INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)



FUENTE: CEPAL, sobre la base de información del I.C.E.

/distribución

distribución en el área metropolitanta está a cargo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. A., empresa anteriormente de capital extranjero, la mayoría de cuyas acciones (93%) se encuentran desde 1968 en poder del ICE por lo que opera como subsidiaria de éste. En el resto del territorio nacional los servicios de la empresas distribuidoras han sido absorbidos paulatinamente por el ICE. Sólo operan en la actualidad dos de ellas: la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, encargada de la distribución en la provincia del mismo nombre, y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), que atiende parte de dicha provincia incluyendo su capital. Existen además cuatro cooperativas de electrificación rural que distribuyen alrededor del 4% de la energía eléctrica consumida en el país.

Las tarifas eléctricas propuestas por el ICE deben ser aprobadas por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE). Este organismo interviene en la regulación del servicio público de electricidad, así como en el de aguas; a partir de 1981 fija también los precios de los hidrocarburos. Los proyectos de inversión que requieran financiamiento externo deben ser aprobados por el Ministerio de Planificación antes de pasar al de Hacienda para la gestión y negociación de los créditos necesarios. Asimismo, el ICE, al igual que todas las instituciones autónomas y empresas del Estado, está sujeto a la supervisión de la Contraloría General de la República.

El sector energía, del que forma parte el subsector eléctrico, como se indicó, está constituido básicamente por el Ministerio de Industria, Energía y Minas (MIEM), responsable de formular la política energética, y la Dirección Sectorial de Energía (DSE), ambos creados en 1982. La DSE fue integrada inicialmente por el MIEM, el ICE y la estatal Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE); posteriormente se incorporó a ella el SNE. Tiene como objetivo fundamental instrumentar y consolidar un sistema permanente de planificación de la energía a mediano y largo plazo, proporcionando para ello el apoyo técnico necesario, así como atender los problemas de coyuntura y coordinar la ejecución de programas específicos en el campo del desarrollo de fuentes nuevas y conservación de la energía. La Dirección está establecida administrativamente en la RECOPE (Decreto No. 15138-MIEM de enero de 1984), organismo del cual recibe el apoyo económico principal. El ICE contribuye con parte de su personal profesional.

2. El Salvador

La estructura institucional del sector energía gira alrededor de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), entidad encargada de la planificación y el manejo integral del sector, así como de la reazación de todas las actividades relacionadas con la expansión y operación del sistema eléctrico (incluyendo parte de la distribución a consumidores directos) y de una serie de funciones relativas al subsector hidrocarburos, a la biomasa y a otras fuentes de energía.

/La Comisión

La Comisión fue constituida por Decreto Ejecutivo del 3 de octubre de 1945. Se creó como institución autónoma de servicio público sin fines de lucro mediante ley de la Asamblea Nacional Legislativa emitida por Decreto No. 137 del 18 de septiembre de 1948. Su objetivo principal era desarrollar los recursos hidráulicos del país, principalmente el Río Lempa, con el fin de impulsar la electrificación nacional, proyecto que había sido declarado de utilidad pública a fines de 1945.

La Ley Constitutiva de la CEL fue modificada por Decreto No. 487 de la Junta Revolucionaria de Gobierno, publicado el 24 de octubre de 1980. De acuerdo con sus disposiciones, la CEL tiene por objeto "desarrollar",conservar, administrar y utilizar los recursos energéticos y fuentes de energía de El Salvador" (Artículo 2°), incluyendo entre sus atribuciones "adquirir y disponer de los energéticos para proveer a las poblaciones y zonas rurales, así como para cualquier otros fines industriales, agrícolas, comerciales o de servicio público" (Artículo 5°, inciso G).

Posteriormente, el 17 de marzo de 1981 se promulgó por Decreto No. 626 de la Junta Revolucionaria de Gobierno, la Ley de Hidrocarburos, la cual establece que la exploración y la explotación corresponden exclusivamente a la CEL. Esta entidad puede realizar tales actividades por sí misma, o mediante contratos de operación o de prestación de servicios. La Ley le asigna también el transporte de los hidrocarburos, por medio de ductos, y la comercialización del gas natural. Entre otras atribuciones importantes de la CEL destacan las del asesoramiento al Poder Ejecutivo en el establecimiento de la política nacional de hidrocarburos; la preparación de planes y programas de desarrollo del sector; la comercialización de los hidrocarburos provenientes de contratos de operación, y la dictaminación sobre la fijación de los precios internos de los derivados de petróleo y del gas.

Con base en las leyes citadas anteriormente y las leyes y reglamentos conexos, la CEL realiza hoy las siguientes actividades principales: establece la política energética nacional; planifica de manera integral el sector energético; programa el desarrollo y la ejecución de la expansión del sistema interconectado nacional; opera el sistema interconectado nacional a nivel de generación y transmisión; vende energía eléctrica en bloque a las empresas distribuidoras; vende energía eléctrica a consumidores directos en zonas no abastecidas por las distribuidoras; determina las tarifas eléctricas, previa aprobación del Organo Ejecutivo en el ramo de Economía; realiza actividades de prospectiva (actividad que se extenderá a la explotación, transporte y comercialización en el caso de encontrarse yacimientos de hidrocarburos); importa petróleo y derivados, con sus actividades conexas; participa en el estudio de solicitudes de incremento de precios de los derivados del petróleo, y prepara estudios y proyectos en el campo de la biomasa y otras fuentes energéticas.

/La CEL

La CEL puede obtener préstamos directos y emitir y colocar bonos internos y externos, así como contraer otras obligaciones; actúa siempre con la aprobación previa del Organo Ejecutivo en el ramo de Economía. Los presupuestos de la institución deben someterse a consideración del Ministerio de Economía y luego del Poder Ejecutivo en el ramo de Hacienda para que éste, a su vez, lo someta a aprobación del Poder Legislativo. Además, la supervisión de instalaciones eléctricas y la autorización de instaladores se encuentran a cargo de la antigua Inspección de Servicios Eléctricos, hoy Dirección de Energía y Recursos Mineros dependiente del Ministerio de Economía.

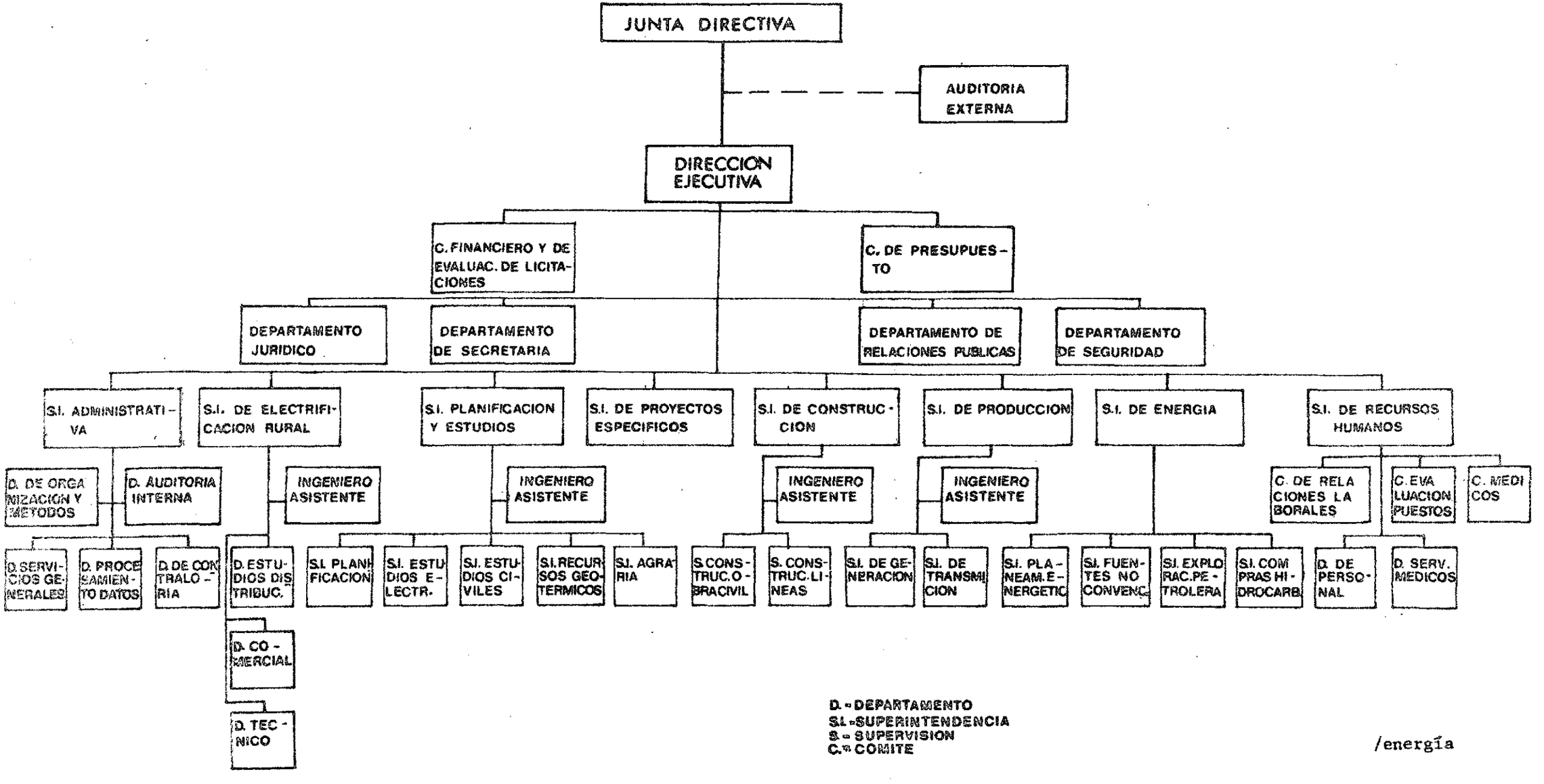
La Junta Directiva de la CEL está integrada por ocho Directores propietarios, uno nombrado por el Poder Ejecutivo en el ramo del Interior que ejerce la Presidencia de la Junta; cinco nombrados por el Poder Ejecutivo en los ramos de economía, obras públicas, agricultura y ganadería, planificación y hacienda; uno electo por los bancos que operan en la República en junta presidida por el Banco Central de Reserva, y uno electo por los tenedores de bonos en moneda nacional (Ley de CEL, Artículo 3°). También hay una Dirección Ejecutiva que tiene a su cargo la administración de la CEL, que puede asistir a las sesiones de la Junta, aunque sin voto. La inspección está orgánicamente integrada por ocho superintendencias de primera línea: recursos humanos, administración, proyectos específicos, planificación y estudios, electrificación rural, construcción, producción y energía. (Véase el organigrama 2.)

Completan el cuadro institucional del subsector eléctrico, ocho compañías privadas que, en general, comenzaron sus operaciones hacia fines del siglo pasado y principios del presente mediante el régimen de contratos para el suministro de energía eléctrica en una zona determinada del país. La mayor de estas empresas es la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS) que atiende el servicio en el área metropolitana. La siguen, la Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonete (CLES), la Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA), la Compañía de Luz Eléctrica de Ahuachapán (CLEA), Roberto Matheu y Compañía, la Distribuidora Eléctrica de Usulután (DEUSEM), la Distribuidora Eléctrica de Semsuntepeque (DESSEM) y la Compañía Eléctrica de Cucumacayán (CECSA), la cual se dedica fundamentalmente a producir energía para otras distribuidoras.

A partir de 1936, dichas compañías se rigen por el régimen de concesión de servicio público establecido por la Ley de Servicios Eléctricos promulgada en dicho año mediante el Decreto No. 177 de la Asamblea Nacional Legislativa. En éste se declara de utilidad pública a la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica. Al regularizarse su situación dentro de este régimen se prorrogaron sus contratos por 50 años más, los cuales vencen entre 1986 y 1987. Actualmente compran energía en bloque a la CEL y operan su red de distribución vendiendo a los usuarios finales y comercializan más del 90% de la

/Organigrama 2

ORGANIGRAMA 2
EL SALVADOR, COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA (CEL)



D. = DEPARTAMENTO
S.I. = SUPERINTENDENCIA
S. = SUPERVISION
C. = COMITE

/energía

FUENTE: CEPAL, sobre la base de información de CEL.

energía eléctrica consumida en el país. Finalmente, conviene indicar que, en el caso del subsector hidrocarburos, la refinación, distribución y comercialización se encuentran en manos de empresas petroleras privadas.

3. Guatemala

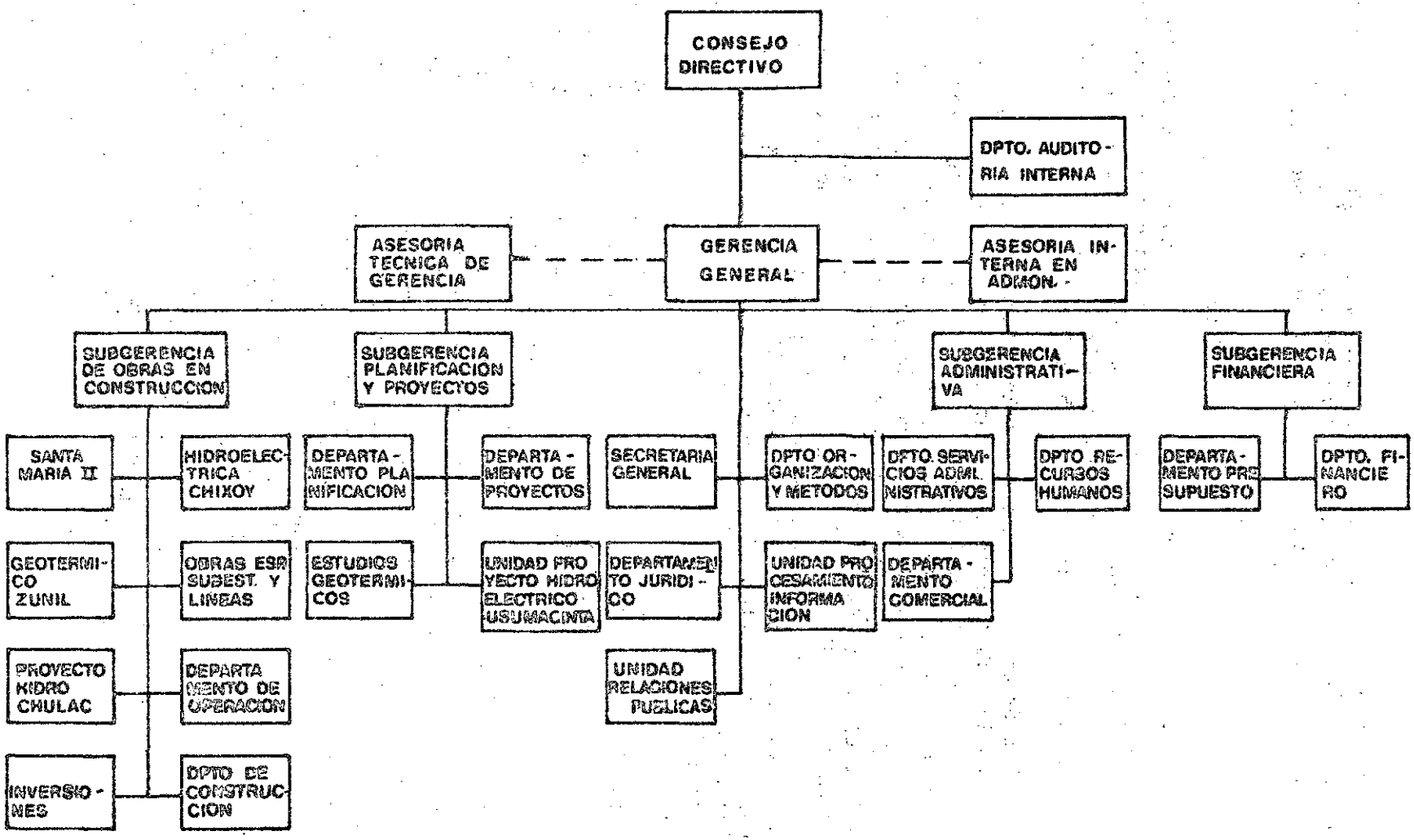
El subsector eléctrico en Guatemala se encuentra a cargo del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), creado con carácter de institución autónoma descentralizada, mediante Decreto Ley No. 1287 del 27 de mayo de 1949, cuyo órgano de enlace con el Poder Ejecutivo es el Ministerio de Transportes, Comunicaciones y Obras Públicas.

Los órganos de gobierno del Instituto son el Consejo Directivo y la Gerencia. El Consejo es la autoridad suprema y está integrado por cinco directores propietarios y tres suplentes, todos ellos nombrados por el Ejecutivo, a través del Ministerio de Transportes, Comunicaciones y Obras Públicas, incluyendo al que fungirá como presidente. El Consejo puede delegar en el gerente algunas de las atribuciones del presidente. La Gerencia es el órgano ejecutivo y tiene a su cargo la administración y gobierno del INDE, mediante las decisiones que adopte el Consejo Directivo. Corresponde al gerente general la secretaría del Consejo Directivo. Las actividades operativas las llevan a cabo cuatro subgerencias que reportan directamente a la Gerencia General: Obras y Producción; Planificación y Proyectos; Administrativa y Financiera. (Véase el organigrama 3.)

Conforme a su ley constitutiva, corresponde al INDE el desarrollo de la electrificación en el ámbito nacional, así como regular el servicio público de electricidad, por lo cual está obligado a vigilar y exigir el cumplimiento de las leyes, reglamentos, ordenanzas y contratos relacionados con tal servicio. También tiene a su cargo el estudio, formulación, revisión y vigilancia de la aplicación de las tarifas y la inspección de todas las empresas, instalaciones y servicios eléctricos, a efecto de que se ajusten a las normas legales, técnicas y de seguridad existentes. Unicamente el INDE y las municipalidades pueden construir o contratar directamente la construcción de nuevas plantas para servicios públicos. Personas naturales o jurídicas pueden ampliar o construir nuevas plantas una vez que lo autoricen el INDE y el Ejecutivo. La Ley establece que el INDE tendrá presupuesto propio y su política financiera se orientará a capitalizar las utilidades netas que obtenga con el objeto de destinarlas a financiar los planes nacionales de electrificación. De esta manera, el INDE opera el sistema interconectado nacional, programa y ejecuta las ampliaciones al mismo y distribuye un 30% de la energía generada. La distribución restante la realiza la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA) en la zona central del país (65%) y 11 empresas eléctricas municipales que venden el 5% restante en las cabeceras que, en algunos casos, también cuentan con generación propia.

/Organigrama 3

ORGANIGRAMA 3
GUATEMALA: INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION (INDE)



FUENTE: CEPAL, sobre la base de información del INDE.

La EEGSA es una empresa principalmente distribuidora, aunque también posee plantas de generación térmica. Fue constituida mediante acuerdo aprobado el 5 de octubre de 1939, sobre la base de las disposiciones jurídicas del país que regulan a las sociedades anónimas. En mayo de 1972, el gobierno de la República adquirió el 91.7% de las acciones de la EEGSA y las transfirió totalmente al INDE a través del Decreto Ley No. 42-83 del 26 de mayo de 1983, junto con la obligación de amortizar el saldo a esa fecha de los bonos emitidos para la compra. La EEGSA paga impuestos sobre utilidades y continúa desarrollando sus actividades bajo el régimen de sociedad anónima de capital privado. Cada año, la Junta Directiva convoca a su Asamblea General de Accionistas. El presidente del Consejo Directivo del INDE representa las acciones del Instituto ante dicha Asamblea, la cual nombra a la Junta Directiva como autoridad máxima administrativa. El presidente es elegido por la Junta Directiva y actúa como representante legal de la sociedad.

Mediante Decreto Ley No. 106-83, del 31 de agosto de 1983, se creó el Ministerio de Energía y Minas (MEM), sobre la base de la anterior Secretaría de Minería, Hidrocarburos y Energía Nuclear. El MEM tiene a su cargo la planificación energética integral a nivel nacional, así como el desarrollo de los hidrocarburos, las fuentes de energía nuevas y renovables y los recursos nucleares. Para ello está estructurado por una administración central -con una Dirección Superior constituida por el Ministro, Viceministro y cuatro Departamentos, entre ellos el de Planificación Energética y Minera- y una administración desconcentrada en cinco Direcciones Generales: Hidrocarburos, Minería, Energía Nuclear, Fuentes Nuevas y Renovables de Energía, y Servicios Técnicos. Con respecto al subsector eléctrico, la Ley de Creación del MEM indica que el INDE y la EEGSA continuarán rigiéndose por sus respectivas leyes y escrituras de constitución y sus modificaciones, pero menciona que deberá existir una adecuada coordinación entre el MEM y las instituciones del sector público relacionadas con el desarrollo energético del país.

Cabe señalar que la explotación, refinación, distribución y comercialización de hidrocarburos se encuentra a cargo de empresas privadas, bajo la supervisión y el control del MEM, a través de la Dirección General de Hidrocarburos.

4. Honduras

Según su ley constitutiva promulgada mediante Decreto NO. 48 de la Junta Militar de Gobierno de fecha 20 de febrero de 1954, y sus reformas contenidas en el Decreto No. 155 del 23 de abril de 1979, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) está encargada del desarrollo de la electrificación, así como del suministro y distribución de la energía eléctrica en todo el país.

/La ENEE

La ENEE está dirigida y gobernada por una Junta Directiva integrada por el Ministro de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte, quien la preside; el Ministro de Recursos Naturales; el Ministro de Hacienda y Crédito Público; el Presidente del Banco Central de Honduras; el Secretario Ejecutivo del Consejo Superior de Planificación Económica, y un representante del Consejo Hondureño de la Empresa Privada, designado por el Ministro de Hacienda y Crédito Público sobre la base de ternas presentadas por dicha organización. Cada miembro titular tiene un suplente, ya sea un sustituto legal o un funcionario designado por el propietario.

El gerente es la máxima autoridad ejecutiva de la Empresa. Es designado por la Junta Directiva y tiene a su cargo la administración inmediata de ésta. Asimismo, actúa como Secretario de la Junta Directiva con voz, pero sin voto. La ENEE está estructurada orgánicamente en cuatro áreas operativas: Servicios Administrativos, Finanzas y Control, Operaciones Eléctricas e Ingeniería y Construcción, y cuenta entre las áreas sustantivas más importantes, con una Dirección de Planificación. (Véase el organigrama 4.) Entre las funciones de la Junta Directiva destaca la de fijar la política de desarrollo de la empresa; también aprueba el presupuesto anual de ingresos y gastos y las tarifas que serán sometidas a la consideración de los organismos pertinentes del Estado.

Honduras no dispone aún de un ordenamiento jurídico para surtir energía, por lo que las responsabilidades respecto de esta materia se encuentran dispersas entre distintas instituciones, sin una coordinación centralizada. En la Secretaría del Consejo Superior de Planificación Económica (CONSUPLANE) existe un departamento de energía que cuenta con un equipo de planificación que elabora los balances energéticos. También existe la Dirección de Minas e Hidrocarburos, dependencia del Ministerio de Recursos Naturales que se encarga del seguimiento de algunas actividades petroleras en el país. Dentro de ésta se formó un Departamento de Planificación que realiza también algunos estudios energéticos. Asimismo, en la Corporación Hondureña de Desarrollo Forestal (COHDEFOR) se están llevando a cabo algunos proyectos relativos a la leña.

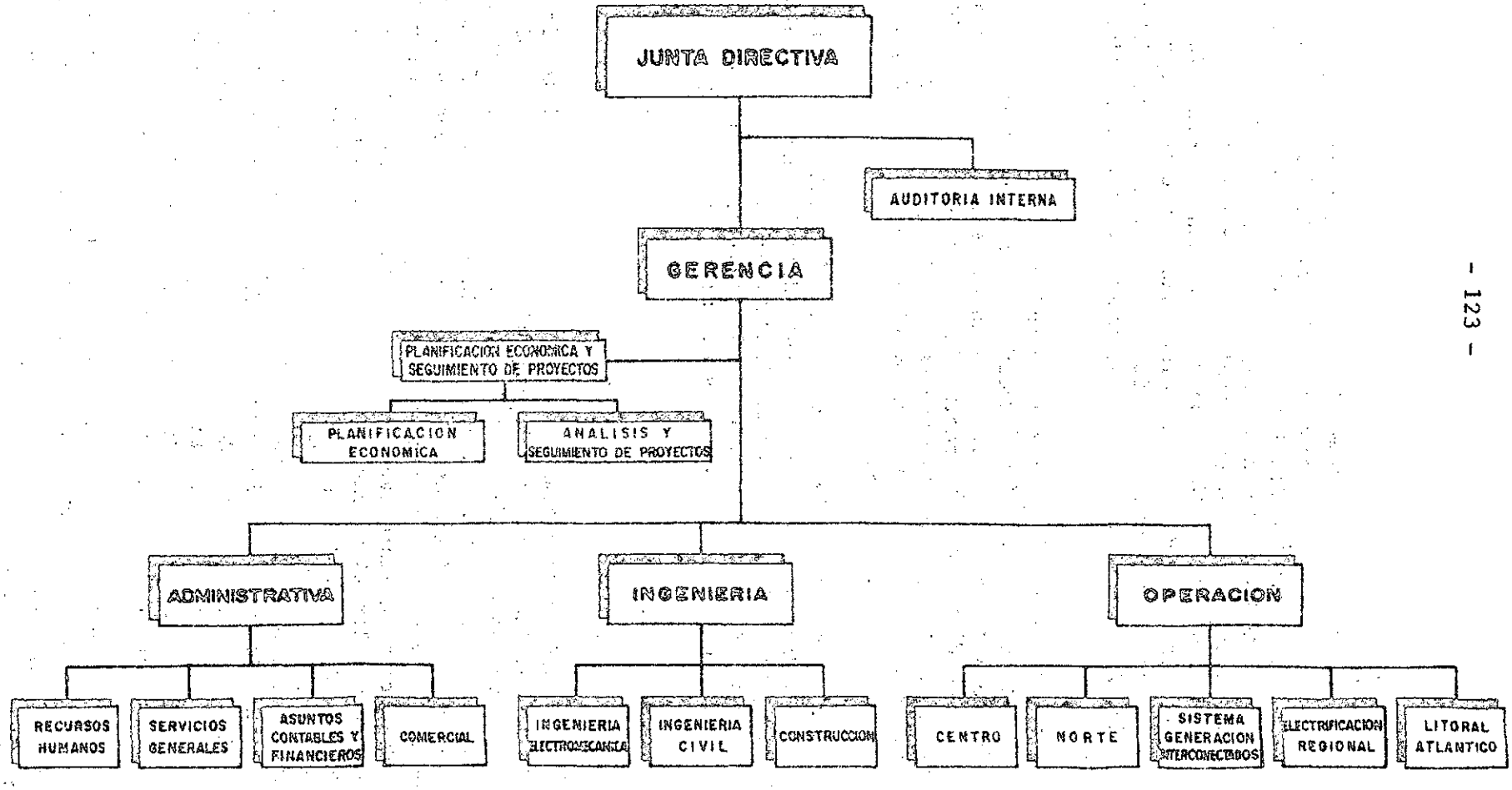
5. Nicaragua

El Instituto Nicaraguense de Energía (INE), entidad estatal autónoma con jerarquía de Ministerio, maneja en forma integral el subsector eléctrico y el sector energía. De acuerdo con el Decreto No. 16 del 23 de julio de 1979, emitido por la Junta de Gobierno de Reconstrucción Nacional de la República de Nicaragua, el INE es un ente autónomo del dominio industrial del Estado, sucesor legal, sin solución de continuidad, de la antigua Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALYF). Es decir, en forma similar al caso salvadoreño, sobre la base de la empresa eléctrica, se estructuró la organización del sector energía.

/Organigrama 4

ORGANIGRAMA 4

HONDURAS: EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (ENEE).



GERENCIAS DIVISIONES

FUENTE: CEPAL, sobre la base de información de la ENEE.

/De esta

De esta forma, el INE tiene íntegramente a su cargo el subsector eléctrico, desde la planificación y el desarrollo del sistema interconectado hasta la distribución, incluyendo el abastecimiento en zonas aisladas del sistema. También se ocupa del subsector de hidrocarburos, ya que tiene adscrita la empresa petrolera estatal PETRONIC, la que maneja las actividades de prospección, compras externas y precios de hidrocarburos, entre otras; la refinación, distribución y comercialización están a cargo de empresas privadas. Asimismo, en el INE se centraliza la coordinación del desarrollo de las fuentes nuevas y la conservación de la energía.

El INE determina la política energética y es responsable, en todos sus aspectos, de la planificación integral de la energía. El apoyo técnico para estas actividades está concentrado en la División de Sistemas de Planificación, dentro de la cual se ubican las Oficinas de Planeamiento Energético, Uso Racional de la Energía y Fuentes Alternas de Energía, así como planificación eléctrica y otras áreas específicas del subsector eléctrico.

El manejo del INE está a cargo de una Dirección Superior, desempeñada por un Ministro-Director, del cual dependen dos Viceministros-Directores (uno técnico y otro administrativo) de los cuales, a su vez, dependen seis Direcciones Generales: Generación, Servicios Comerciales, Proyectos, Hidrocarburos, Finanzas y Administración. (Véase el organigrama 5.)

6. Panamá

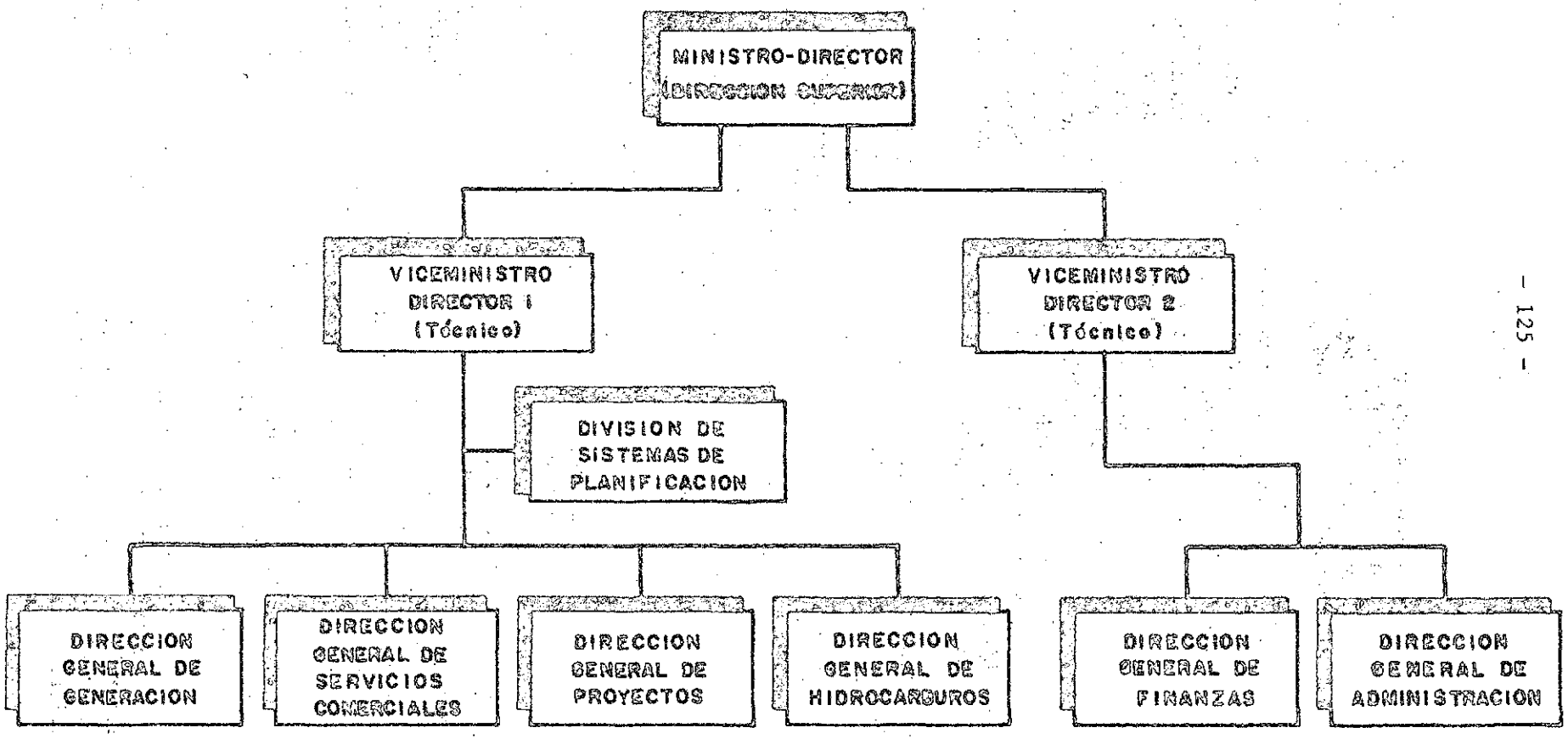
El subsector eléctrico panameño se encuentra a cargo del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), entidad estatal autónoma creada mediante Ley No. 37 del 31 de enero de 1961, subrogada por el Decreto de Gabinete No. 235 del 30 de julio de 1969. El manejo, dirección y administración del IRHE están a cargo de una Junta Directiva y de un Director General nombrados por el Organo Ejecutivo con la aprobación del Organo Legislativo. La Junta Directiva está integrada por el Ministro de Planificación y Política Económica -o en su defecto por el Viceministro-, quien la preside, así como por un representante del Ministerio de Comercio e Industrias; uno del Ministerio de Desarrollo Agropecuario, uno del Sindicato de Trabajadores del IRHE designado por su Junta Directiva, uno de la Asociación Bancaria de Panamá; un miembro del Sindicato de Industriales de Panamá, y un ingeniero civil, miembro de la Sociedad Panameña de Ingenieros y Arquitectos. Puede asistir a las sesiones de la Junta, con derecho a voz pero sin voto, el Contralor General de la República o su representante.

El Director General es la máxima autoridad ejecutiva y el representante legal del Instituto. Ejerce sus funciones de acuerdo con la ley constitutiva del IRHE y con las resoluciones de la Junta Directiva y es responsable, ante ésta última, de la dirección técnica y administrativa de todas las dependencias y patrimonios del IRHE. El Instituto

/Organigrama 5

ORGANIGRAMA 5

NICARAGUA: INSTITUTO NICARAGUENSE DE ENERGIA (INE)



Fuente: CEPAL, sobre la base de información del año 1984.

/está reestructurado

está estructurado orgánicamente por cinco direcciones que dependen de la Dirección General a través de la Subdirección General y de la Dirección Técnica. Estas Direcciones son: Finanzas, Organización Institucional, Operaciones, Desarrollo e Ingeniería. (Véase el organigrama 6.)

Las tarifas eléctricas son propuestas por el IRHE y sometidas por su Junta Directiva a la aprobación del Organo Ejecutivo, previo acuerdo favorable del Consejo de Estado. La Junta Directiva debe también aprobar los presupuestos anuales de ingresos y gastos de la institución, los cuales quedan entonces en condiciones de ser ejecutados, ya que se consideran autorizados las licitaciones y otros procedimientos pertinentes, según lo establece el Decreto de Gabinete N° 235. En ese mismo instrumento se establece que la Junta Directiva queda autorizada para ordenar las emisiones de bonos del IRHE y aprobar los empréstitos que la institución precise, si bien debe obtenerse autorización previa y específica del Organo Ejecutivo para aquellos empréstitos o emisiones de bonos que requieran del aval de la Nación.

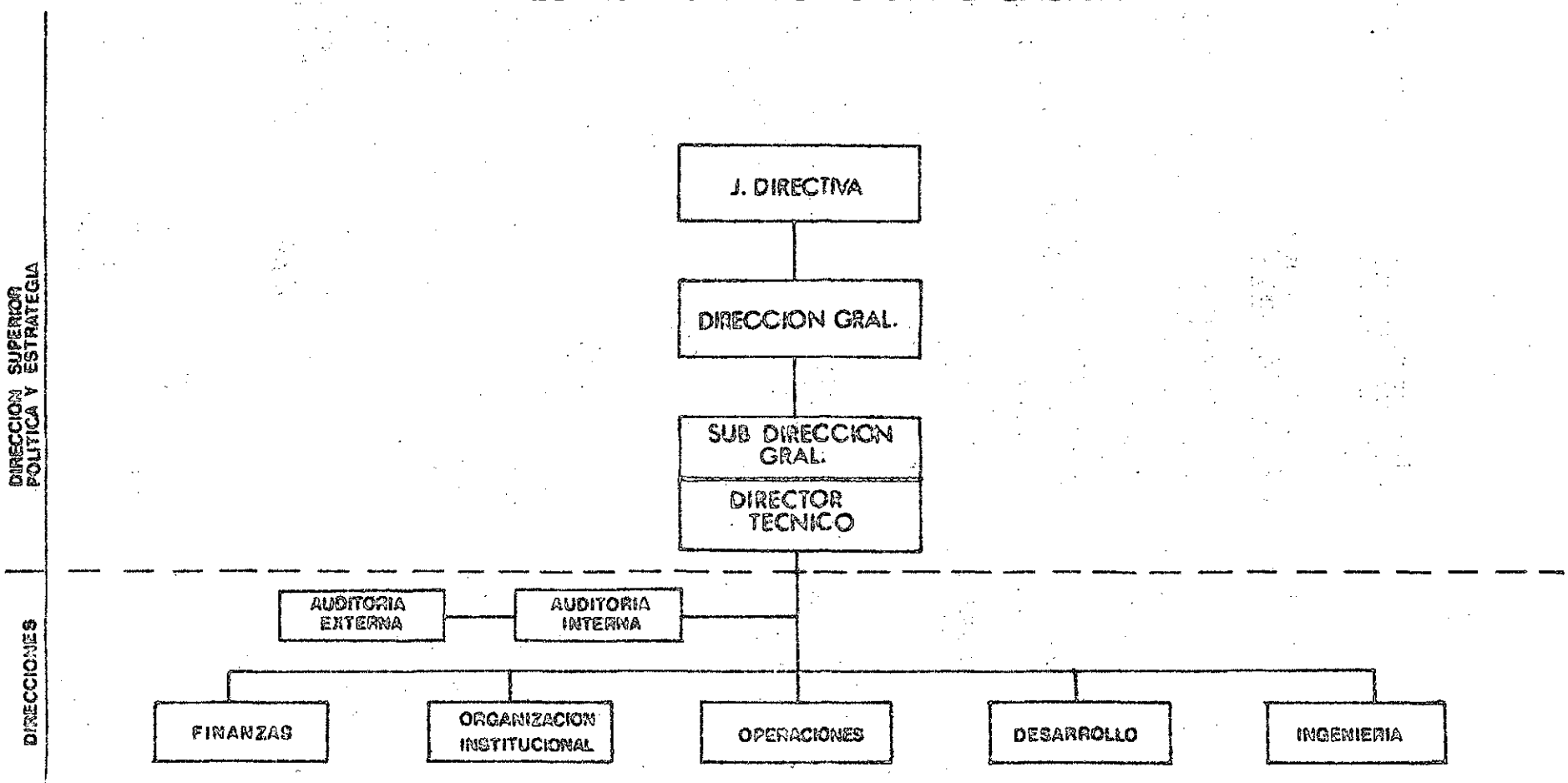
Por otra parte, el Decreto de Gabinete N° 215 de 1970 incorpora al IRHE, considerándolo concesionario al régimen de regulación del servicio eléctrico establecido en el Decreto Ley N° 31 de 1958 -que dicta disposiciones sobre la industria de la electricidad en Panamá declarándola de utilidad pública- y en el Decreto de Gabinete N° 6 de enero de 1969, mediante el cual se creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos; sin embargo, este último fue derogado en todas sus partes en 1974 mediante la Ley N° 96, de modo que el Instituto tiene actualmente un alto grado de autonomía.

En septiembre de 1980, el Organo Ejecutivo creó mediante Decreto N° 20, la Comisión Nacional de Energía (CONADE) como organismo asesor para la "formulación, orientación, coordinación y evaluación de una política nacional energética, destinada a promover el desarrollo del país, con base en una planificación integral del consumo, suministro y producción de energéticos". La CONADE está adscrita al IRHE y la integran el Director General de dicho Instituto -quien la preside- o un representante designado por él, el Ministro de Planificación y Política Económica o quien esté designe, el Ministro de Comercio e Industrias o un funcionario por él designado; un representante del Organo Ejecutivo;un representante de la Sociedad Panameña de Ingenieros y Arquitectos, seleccionado por el Organo Ejecutivo entre una terna presentada por la Sociedad y un representante de la Secretaría Técnica de la CONADE, quien actúa de secretario de las reuniones. Dicha Secretaría Técnica está incluida dentro de la estructura orgánica del IRHE, dependiendo directamente de su Director General.

Cabe señalar que el Ministerio de Comercio e Industrias está encargado de la compra, exploración y/o posible explotación de petróleo, carbón y minerales radiactivos, así como de la fiscalización de las operaciones de refinación distribución y comercialización de hidrocarburos, que realizan empresas privadas.

/Organigrama 6

ORGANIGRAMA 6
PANAMA, INSTITUTO DE RECURSOS HIDRAULICOS Y ELECTRIFICACION (IRHE)
ESTRUCTURA FUNCIONAL BASICA



Fuente: CEPAL, sobre la base de información del IRHE.

B. Características principales de los contratos de interconexión eléctrica vigentes

1. Costa Rica-Nicaragua: Contrato original firmado entre el ICE y el INE (entonces ENALUF) el 10 de junio de 1977

a) Antecedentes. Acuerdo sobre Interconexión de Energía Eléctrica firmado entre los gobiernos de Costa Rica y Nicaragua el 29 de mayo de 1974. Ambos países se comprometían a dar todo el apoyo para concretar lo antes posible la interconexión de sus sistemas eléctricos.

b) Sistemas de interconexión. Línea de 230 kV entre las barras colectoras de las subestaciones de Cañas (Costa Rica) y Los Brasiles (Nicaragua). Interconexión física a partir de agosto de 1982.

c) Puntos de suministro/recepción. Barras de 230 kV de la subestación de Cañas para el suministro de Costa Rica a Nicaragua; barras de 230 kV de la subestación Los Brasiles para el suministro en sentido inverso.

d) Tipos de intercambio previstos. i) energía secundaria (energía de origen hidroeléctrico disponible e interrumpible en cualquier momento, a criterio del proveedor; ii) energía térmica no garantizada: energía de origen térmico disponible e interrumpible en cualquier momento a criterio del proveedor; iii) energía de emergencia: energía de cualquier origen disponible y garantizada por el proveedor en cantidades y plazo, para cubrir necesidades de receptor debidas a limitaciones en su sistema, siempre que no cause racionamiento en el sistema del proveedor.

e) Programación de los intercambios. Cada parte deberá preparar semanalmente un plan mencionando la energía disponible de los tipos i) y ii), indicados en el inciso d), la potencia máxima asociada a dichas transferencias y las horas en que las mismas se realizarán de lunes a viernes y los sábados y domingos; este plan de disponibilidad deberá ser recibido por escrito por el receptor antes del mediodía del jueves anterior, debiendo notificar al proveedor antes de las 6 p.m. del viernes las cantidades de energía de ambos tipos que proyecta comprar durante la semana. Asimismo, deberán también prepararse planes de disponibilidad para dos períodos en el año, uno para los meses de enero a mayo y otro para los meses de junio a diciembre, los que deberán ser recibidos por el receptor un mes antes del inicio de cada período, quién deberá comunicar al proveedor sus planes de compra dentro de los 15 días subsiguientes. El Contrato no establece topes máximos o mínimos para las transferencias.

e) Tipo de suministro. Se establece en 230 kV, más o menos 5% y 60 Hz, más o menos 0.5%. El factor de potencia promedio mensual del receptor en el punto de suministro no debe ser menor a 0.95; si es inferior, aunque en ningún caso podrá ser menor a 0.90, se recargarán las facturas mensuales en la proporción correspondiente al factor de potencia promedio del período.

/f) Precios

f) Precios de la energía transferida. Para cada uno de los tres tipos de energía establecidos en el contrato se establecen fórmulas de cálculo en base a los precios por litro del combustible entregado en diferentes plantas térmicas en ambos países, según los casos. Estas fórmulas fueron cambiadas en la Addenda 1 del 5 de agosto de 1982. (Véase más adelante.)

g) Pagos por la compra de energía. El proveedor preparará mensualmente las facturas sobre la base de mediciones efectuadas con sus propios instrumentos. Estas facturas se presentarán en dólares y deberán ser pagadas por el receptor en dicha moneda, en un plazo de 30 días. En caso de atraso se cobrará el 1% de interés mensual.

h) Costos de inversión y operación del interconector y obras asociadas. Estos costos, así como la propiedad de las instalaciones, se dividen para cada parte en función de lo incurrido en cada país.

i) Se establece un Comité Coordinador formado por dos representantes, nombrados por cada una de las partes, para: estudiar y coordinar el diseño y construcción de las líneas de interconexión y obras conexas, así como coordinar la operación de las mismas; preparar los planes de suministro de energía y potencia; actuar como agente de enlace para el intercambio de información y datos relativos a la interconexión; preparar el Reglamento de Operación; preparar y supervisar los programas de mantenimiento del sistema de interconexión; actuar como agente de enlace para el intercambio de información relativa al planeamiento de proyectos futuros de cada una de las empresas formulando recomendaciones respecto a las mismas y, finalmente, presentar a las empresas cualquier otro reporte o información relativo a la interconexión.

j) Vigencia del contrato. Su duración será hasta el 31 de diciembre de 1989 para intercambios de energía secundaria, y hasta el 31 de diciembre de 1984, para otros tipos de energía prorrogable.

2. Costa Rica-Nicaragua: Addenda No. 1 al Contrato de Interconexión entre ICE e INE, firmado el 5 de agosto de 1982

a) Se ratifica el contrato de 1977 en virtud de ser el INE el sucesor legal sin solución de continuidad de ENALUF.

b) De conformidad con lo permitido por el contrato original, se acuerda establecer una cuarta forma de transferencia: energía garantizada de corto plazo. Esta es la energía que el proveedor asegura suministrar al receptor durante un período de seis meses, en bloques de energía mensual a una potencia máxima determinada; el proveedor deberá presentar su oferta un mes antes del inicio del período para su aprobación por el Comité Coordinador. Hay penalizaciones por incumplimiento en las cantidades de compra y de suministro.

/c) Se cambia

c) Se cambia el punto de suministro de Costa Rica de la subestación Cañas a la subestación Liberia.

d) Consecuentemente con lo anterior, se cambian las fórmulas para el cálculo de los precios de energía a transferir del ICE al INE, quedando como sigue:

i) Energía secundaria. (dólares/MWh) = 134.99 x C; C = precio en dólares por litro de combustible bunker puesto en la planta térmica "Nicaragua".

ii) Energía térmica no garantizada. P (dólares/MWh) = 454.69 x C; C = promedio del precio en dólares/litro del combustible bunker puesto en las plantas térmicas de Colima y Moín (Costa Rica).

iii) Energía de emergencia. P (dólares/MWh) = 716.42 x C; C = precio promedio de combustible diesel en dólares/litro puesto en las plantas de San Antonio y Barranca (Costa Rica).

iv) Energía garantizada de corto plazo. P (dólares/MWh) = 216.59 x C; C = precio en dólares/litro del combustible puesto en la planta térmica "Nicaragua". El precio de esta energía será el 75% del costo de generación (más ajustes por pérdidas de transmisión) en la planta "Nicaragua" y se calcula mediante la fórmula indicada.

v) Los precios consideran ajustes por variación en más o en menos 5% del costo del combustible. (Se permiten auditorías para verificarlos.)

e) Las fórmulas de cálculo del precio de transferencia de energía del INE al ICE quedan como en el contrato original:

i) Energía térmica no garantizada. P (dólares/MWh) = 710.69 x C; 394 x C; C = precio promedio del bunker, en dólares/litro, entregado en planta térmica "Nicaragua" y planta de vapor "Managua".

ii) Energía de emergencia. P (dólares/MWh) = 710.69 x C; C = precio en dólares/litro del combustible diesel en planta "Chinandega".

f) El acuerdo de transferencia de energía garantizada de corto plazo tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 1984, prorrogable.

3. Nicaragua-Honduras: Contrato de interconexión entre el INE (entonces ENALUF) y la ENEE, firmado el 18 de mayo de 1973

a) Antecedentes. Convenio de Interconexión de Energía Eléctrica entre los Gobiernos de Honduras y Nicaragua, firmado el 12 de abril de 1972. Ambos países acordaron interconectar sus redes eléctricas y autorizaron a sus empresas eléctricas a estudiar, negociar y convenir la base para concretar la interconexión.

/b) Puntos

b) Puntos de suministro y medición. El punto de entrega es donde la línea cruza la frontera entre ambos países. Los puntos de medición son las barras de 138 kV de las subestaciones de León, en Nicaragua, y de Pavana, en Honduras. Las pérdidas de energía entre ambos puntos de medición serán soportadas por las empresas en proporción a la distancia entre sus respectivos puntos de medición y el punto de entrega.

c) Tipo de suministro. Se establece en 138 kV + 5%, - 10%, a una frecuencia de 60 Hz ± 1% y a un factor de potencia mínimo de 0.85.

d) Tipo de intercambio previsto.

i) Energía programada. Cantidad de energía solicitada por la empresa receptora con un mínimo de una semana de anticipación. Las cantidades y tiempos de los suministros a nivel horario, diario, semanal y mensual serán establecidos periódicamente por el Comité Coordinador.

ii) Energía de emergencia. Energía entregada por el proveedor al receptor, cuando éste no pueda satisfacer sus necesidades internas por caso fortuito o de fuerza mayor.

iii) No se establecen diferencias entre garantizada y no garantizada. No hay penalizaciones por incumplimiento.

iv) Se indica en el objeto del contrato, que el mismo regirá futuras transferencias garantizadas de potencia y energía que pudieran negociarse al existir excedentes en cualquiera de los sistemas.

e) Precios de la energía transferida. Pueden reajustarse en cualquier momento durante el término del contrato, únicamente por variaciones del costo de los combustibles superiores a ± 5%; para variaciones inferiores, el período mínimo de reajuste son tres años. Las tarifas iniciales fijadas son:

i) Energía programada. 0.011 dólares/kWh, calculada sobre la base de un costo de 3.10 dólares/barril de bunker "C" puesto en Puerto Sandino y de 3.92 dólares/barril de bunker "C" puesto en La Ceiba.

ii) Energía de emergencia. 0.018 dólares/kWh, calculada sobre la base de un costo de 5.64 dólares/barril de diesel puesto en Managua y de 7.58 dólares/barril de diesel puesto en Tegucigalpa.

f) Facturación y pagos. Las facturas serán mensuales y deberán pagarse en dólares dentro de los veinte días siguientes a su recepción. Los intereses moratorios se fijan al 11% anual.

g) La propiedad, operación y mantenimiento de las instalaciones de interconexión ubicadas dentro de los límites de cada país corresponderán a las respectivas empresas.

/h) Comité

h) Comité coordinador. Se crea un comité, formado por dos representantes de cada empresa, que deberá reunirse periódicamente y cuyas funciones son similares a las indicadas en el caso del contrato entre Nicaragua y Costa Rica.

i) Duración. Hasta el 31 de diciembre de 1990.

4. Convenio tripartito Honduras-Nicaragua-Costa Rica: Contrato de intercambio de energía entre la ENEE, el INE y el ICE (5 de abril de 1983)

a) Antecedentes.

i) Contrato de interconexión entre la ENEE y el INE del 18 de mayo de 1973 (interconexión física en 1976).

ii) Contrato de interconexión entre el INE y el ICE del 10 de junio de 1977 (interconexión física en agosto de 1982).

b) Comité Coordinador. Está integrado por tres representantes de cada una de las empresas.

c) La operación de la interconexión se rige por un manual de operaciones.

d) Esencialmente, el contrato es un acuerdo de intercambio de energía entre Honduras y Costa Rica (países no limítrofes), con la intervención de Nicaragua como "sistema interconector" (según el término definido en el propio contrato) entre los sistemas eléctricos de ambos países. Por lo tanto, este contrato no reemplaza sino complementa los acuerdos bilaterales de interconexión entre países limítrofes (Costa Rica-Nicaragua y Nicaragua-Honduras),los que continúan en vigencia.

e) Puntos de suministro y medición. Subestación Liberia para el ICE, Pavana para la ENEE y Los Brasiles para el INE, para intercambios con el ICE, y León, para intercambios con la ENEE.

f) Tipos de intercambio considerados. Energía secundaria, energía garantizada de corto plazo, energía térmica no garantizada y energía de emergencia.

g) Energía disponible para transferencia. Los intercambios de energía entre el ICE y la ENEE se acordarán semestralmente en el seno del Comité Coordinador.

h) Precios

h) Precios de la energía.

i) Energía garantizada a corto plazo del ICE a la ENEE. El precio, puesto en Liberia, será un 75% del costo de producción de la planta térmica de Puerto Cortés, Honduras, más los ajustes por pérdidas de transmisión hasta San Pedro Sula, menos las pérdidas entre Liberia y la frontera Costa Rica-Nicaragua. Se calcula con la siguiente fórmula:

P (dólares/MWh) = 243.50 x c; C = costo del bunker en Puerto Cortés (dólares/litro)

ii) Energía secundaria del ICE a la ENEE. El precio, puesto en Liberia, será 50% del costo de producción en la planta indicada, con los mismos ajustes que en el caso anterior. La fórmula de cálculo es:

P (dólares/MW) = 162.33 x C; C igual al caso anterior.

iii) Otros tipos de energía transferible (en ambos sentidos). Los precios serán negociados en el marco del mismo contrato cuando se considere necesario.

i) Cargos por peaje. Se establece en 1.447 dólares/MW de energía programada a ENEE y entregada en la subestación León, sujeto a revisión semestral. Estos cargos serán pagados al sistema interconector (INE) por el sistema proveedor, el que a su vez los facturará al receptor.

j) Pérdidas suplementarias de transmisión en el sistema interconector debidas a transferencias entre el ICE y la ENEE. Serán compensadas instantáneamente en energía por el proveedor al INE, pagando el receptor al proveedor el 50% de las mismas.

k) El sistema interconector (INE) se obliga a permitir (salvo caso fortuito o fuerza mayor) la transferencia de energía del sistema proveedor al receptor en las cantidades acordadas por el Comité Coordinador.

l) Las facturas de energía, pérdidas y peaje deberán ser pagadas por el receptor al proveedor en 30 días. Los intereses por mora se establecen en 2 puntos sobre la tasa Libor a 6 meses vigente a la fecha de la factura. El mismo mecanismo se establece para el pago de peaje del proveedor al interconector.

m) Vigencia del contrato. Hasta el 31 de diciembre de 1984, prorrogable.

/5. Costa Rica

5. Costa Rica-Panamá: Contrato de Interconexión Eléctrica entre el IRHE y el ICE (firmado el 4 de febrero de 1982).

a) Sistema de interconexión. Línea de 230 kV entre las subestaciones de Río Claro, Costa Rica y El Progreso, Panamá. Se establece el intercambio de energía a una capacidad nominal de 150 MW, tensión nominal de 230 kV y frecuencia de 60 Hz.

b) El punto de intercambio y medición de energía y potencia se fija en la subestación Progreso, Panamá.

c) La operación de la interconexión se regulará mediante un Reglamento de Operación.

d) Comité Coordinador. Está integrado por tres representantes de cada empresa y tiene esencialmente las mismas funciones establecidas para el Comité Coordinador de la interconexión Costa Rica-Nicaragua.

e) Tipos y precios de las transferencias de energía. Serán acordados entre las partes de tiempo en tiempo. Estos arreglos se denominan esquemas de intercambio, cada uno de los cuales, una vez firmados por las empresas, pasan a formar parte integral del Contrato, durante la vigencia de los mismos, pudiendo ser modificados, prorrogados o anulados por mutuo acuerdo entre las partes. En esta condición están los Esquemas de Intercambio A y B anexos al Contrato (deducido del Anexo A y el Manual de Operaciones):

i) Esquema de intercambio "A" para energía no garantizada. Se establecen tres tipos de intercambio no garantizado: por economía, inadvertido y por emergencia, limitado a las cantidades disponibles a criterio del proveedor en el momento en que se le solicite. Puede ser de origen térmico o hidroeléctrico.

La metodología para establecer las tarifas se basa en el criterio de que los beneficios derivados de la transferencia no garantizada serán compartidos por partes iguales. Se clasifican en 4 categorías las unidades generadoras: hidro y tres categorías térmicas según su costo de generación, según se indica a continuación.

	ICE	IRHE
Térmica baja:	Colima y Moín (bunker)	9 enero. San Francisco (Comb. Int. en bunker)
Térmica media:	Colima Moín (diesel)	Comb. Int. (diesel) San Francisco. (vapor)
Térmica alta:	San Antonio y Barranca (gas)	Turbina gas. Centro Operaciones San Francisco

/El costo

El costo de generación en las plantas generadoras serán las cargas variables: combustibles, aditivos, lubricantes y mantenimiento donde cada uno sea aplicable. Los tres primeros se fijan mensualemnte multiplicando su costo cif en US$ por litro, puesto en planta térmica, por el consumo específico (litros/kWh) representativo de la planta. El costo de mantenimiento mensual se fija dividiendo el costo variable de mantenimiento representativo por una generación neta representativa. Luego, se agrupan en las diferentes categorías.

El precio de la energía no garantizada será el valor más alto entre la semisuma del costo de esa energía del proveedor más el costo de la energía reemplazada en el receptor y el costo de generación (combustible, aditivos, lubricantes y mantenimiento) de la energía del proveedor, más un 10%.

Si la energía transferida reemplaza energía hidro en el receptor, el precio se calculará considerando que la energía reemplazada es térmica baja. Si la energía entregada proviene de energía hidro no declarada disponible por el proveedor, el costo se calculará considerando como energía térmica baja del proveedor.

ii) Suministro garantizado de corto plazo. Se define como la energía que el proveedor asegura suministrar al receptor en forma ininterrumpible durante un período de seis meses, en bloques de energía mensual y a una potencia máxima garantizada. El plan de disponibilidad se presentará en bloques de energía mensual y a una potencia máxima determinada, entendiéndose como oferta firme. Posteriormente, cada parte notificará a la otra la cantidad de energía y potencia disponible que proyecta comprar. Para los efectos de la facturación, se debe indicar qué tipo de energía se sustituye y de qué tipo proviene, existiendo una penalización cuando no se utilicen o se suministren las cantidades acordadas.

En este esquema se define el procedimiento para determinar y fijar el precio del intercambio de la energía, básicamente de origen hidro, garantizándose el suministro mutuo durante seis meses. En caso de que el suministro nos sea efectuado en su totalidad, según lo convenido, el proveedor facturará la totalidad de la energía programada originalmente, y pagará al receptor la energía no suministrada al precio del esquema A (no garantizada); si el receptor no usara parte de la energía, de todas formas deberá pagar el importe completo según el precio establecido para esta energía. La energía garantizada de corto plazo tendrá un precio del 75% del costo de la energía térmica baja del país receptor, definida para Panamá en base a las unidades 2, 3 y 4 de la central térmica "9 de Enero" y para Costa Rica a las plantas de Moín y Colima. El costo de la energía térmica corresponde a los cargos variables promedio de las unidades, que incluyen combustibles, aditivos, lubricantes y mantenimiento.

/f) Una novedad

f) Una novedad interesante es que se establece que ambas empresas podrán efectuar intercambios que se compensen en cantidad dentro de los períodos de facturación.

g) Las modalidades de facturación, pagos e intereses moratorios son similares a las establecidas en el Contrato tripartito Costa Rica-Nicaragua-Honduras.

h) Vencimiento. 31 de marzo de 1992, prorrogable.

6. Guatemala-El Salvador: Contrato de Interconexión Eléctrica entre el INDE y la CEL firmado el 25 de marzo de 1983

a) Antecedentes.

i) Convenio entre los gobiernos de Guatemala y El Salvador, firmado el 22 de mayo de 1979. En el mismo se acuerda realizar la interconexión de ambos sistemas eléctricos, autorizando a la CEL y al INDE para realizar los estudios, contratar los servicios, adquirir los equipos, costear la construcción y el mantenimiento de la interconexión, así como administrarla conjuntamente. Asimismo, establece que ambos países designarán funcionarios de ambas empresas para elaborar un estatuto de la interconexión. La vigencia del convenio es por 25 años a partir de su ratificación (10 de julio de 1980).

ii) Estatuto de la interconexión eléctrica Guatemala-El Salvador (aprobado por Guatemala el 19 de noviembre de 1982 y por El Salvador el 26 de enero de 1983): establece las normas generales y criterios de base que regularán los contratos, reglamentos y otros instrumentos legales que suscriban INDE y CEL con motivo de la interconexión. Crea una Comisión de Interconexión, integrada por representantes de ambas empresas, que será responsable de la gestión de la interconexión, incluyendo la elaboración de contratos, reglamentos y demás instrumentos para aprobación de las autoridades de dichas empresas. Asimismo, establece como criterios básicos que cada sistema será operado para atender prioritariamente las necesidades de su país, programándose los intercambios en base a la disponibilidad resultante, aunque se tenderá a la optimización de la operación integrada de los dos sistemas, todos los costos de construcción, operación y mantenimiento incurridos en el interior de cada país estarán a cargo de la empresa respectiva, y la valuación de los suministros se efectuará mediante tarifas tipo binomio sobre la base de los costos de producción, repartiendo equitativamente los beneficios resultantes de la diferencia entre el costo que el comprador se evite por la compra y el costo suplementario que el suministro ocasione al vendedor.

b) Sistema de interconexión y puntos de suministro y medición. Línea de transmisión a 230 kV entre las barras colectoras de 230 kV

/de las

de las subestaciones Guatemala Este y Ahuachapán, que serán los puntos de entrega y medición.

c) Tipos de intercambio previstos.

i) Energía y potencia de sustitución (garantizada). Energía y potencia transmitida por la línea en un plazo dado inferior o igual a las cantidades fijadas en los programas de suministro. Las empresas se comprometen a intercambiarse entre sí esta energía y potencia según los programas acordados.

ii) Energía y potencia adicional (no garantizada). Es la que excede las cantidades fijadas en los programas de suministro pero que está prevista en los mismos como disponible.

iii) Energía y potencia de ayuda (emergencia). Es la transmitida en un plazo dado pero no prevista en los programas de suministros. Las empresas se comprometen a este tipo de energía, al igual que el anterior, solamente cuando se disponga de ella.

d) Programación de los intercambios. Estos son los que resultan de la operación de los dos sistemas interconectados como un conjunto integrado. Los programas de intercambio se elaborarán cada mes, fijando cada empresa la cantidad de energía y potencia de sustitución disponible a mediano plazo (1 mes) y a largo plazo (1 año), detallándose a nivel semanal para el mes siguiente, intercambiándose los programas con dos semanas de anticipación. A su vez, se elaborarán programas semanales sobre la base de los programas a mediano y largo plazo.

e) Precios de la energía. La tarificación de los diferentes tipos de intercambio se efectuará por el método RFK. El término R (término fijo o cargo por potencia en dólares/kW instalado) de las unidades de producción, incluye las cargas financieras durante la operación y la depreciación anual del valor revaluado de la unidad; el término F (en dólares/kWh neto producido por la unidad) incluye los costos de salarios, materiales y los gastos generales imputables a la unidad, excepto combustibles; el término K (término proporcional, en dólares/kWh neto) expresa los costos de combustible, complementándose con los valores de los costos de puesta en marcha y de marcha en vacío de la unidad.

Los valores R, F y K de cada unidad generadora integrada a la red y en condiciones de entrar en servicio serán comunicados cada mes por las empresas entre sí.

/Los precios

Los precios de los intercambios se determinarán de la siguiente manera:

i) Energía y potencia de sustitución. La energía se tarifica aplicando los términos F y K según los cuales el vendedor la produjo; no se aplica cargo por potencia.

ii) Energía y potencia adicional. La energía se tarifica igual que en el caso anterior; el cargo por potencia se establece en base al término R de una de las unidades pico del comprador indicada en el programa semanal.

iii) Energía y potencia de ayuda. El cargo por energía se calcula igual que en los casos anteriores; el cargo por potencia se determina aplicando el término R de una de las unidades pico del vendedor establecida en el programa semanal.

f) Facturación y pago de la energía suministrada. Se hará mensualmente, disponiendo el comprador de treinta días para efectuar el pago, pasados los cuales los intereses moratorios se cobrarán en base a la tasa activa bancaria más alta de los dos países.

g) Determinación, distribución y facturación de los beneficios. Al presentar cada factura por suministro de energía calculada, cuyo importe se denomina A, como se indicó en el inciso e), el vendedor anexará un documento indicando el importe denominado B correspondiente a los costos que se evitó el comprador. Este importe B no es aplicable para el caso de energía de emergencia, calculándose en los otros dos tipos de suministro con los término F y K según los cuales el comprador hubiera producido la energía comprada.

La diferencia (B-A) constituye el beneficio del comprador. Cada seis meses la empresa que haya tenido menores beneficios facturará a la otra la mitad de la diferencia entre los beneficios de ambas empresas, acumulados en el período.

La forma de pago de estas facturas por beneficios es similar a la de las transferencias de energía. Esta distribución de beneficios se aplicará para el primer año de operación, pudiendo modificarse luego de ese plazo si las empresas así lo acuerdan.

h) La Comisión de Interconexión estará integrada por tres representantes de cada parte, teniendo funciones similares a las establecidas en otros contratos de interconexión en la región.

/7. Contrato

7. Contrato cuatripartito de intercambio de energía eléctrica entre Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá

Fue firmado en septiembre de 1984 y sus características son similares a las del contrato tripartito ENEE-INE-ICE ampliándose a cuatro países, regulando el intercambio de energía entre países no limítrofes a través del paso por los sistemas de países intermedios que funcionarían como interconectores.

V. PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

A. Programas de expansión de los sistemas interconectados nacionales para el período 1986-2000

Cuadro 53

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTECNIA

(MW)

	Total a/	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá b/
1986	2 162	524	366	247	253	242	530
1987	2 394	547	404	365	274	253	551
1988	2 541	570	445	385	296	270	575
1989	2 733	600	490	406	319	300	618
1990	2 910	634	539	432	344	323	638
1991	3 087	668	593	446	364	346	670
1992	3 290	704	652	462	397	370	705
1993	3 501	743	717	478	426	396	741
1994	3 727	785	789	494	456	424	779
1995	3 972	830	868	512	487	455	820
1996	4 253	876	955	550	520	487	865
1997	4 554	927	1 050	590	555	520	912
1998	4 884	982	1 155	633	596	556	962
1999	5 230	1 040	1 271	680	630	594	1 015
2000	5 604	1 101	1 398	730	669	634	1 072

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras proporcionadas por las empresas. eléctricas de la región.

a/ Suma no simultánea.

b/ Incluye el área del Canal con 90 MW de potencia anual.

/Cuadro 54

Cuadro 54

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA POR PAISES

(GWh)

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá a/
1986	12 183	2 808	1 826	1 714	1 373	1 326	3 136
1987	12 908	2 949	2 013	1 811	1 488	1 390	3 257
1988	13 697	3 100	2 217	1 891	1 608	1 483	3 398
1989	14 651	3 264	2 442	1 975	1 735	1 652	3 583
1990	15 599	3 441	2 687	2 063	1 868	1 781	3 759
1991	16 586	3 629	2 955	2 172	1 977	1 907	3 946
1992	17 705	8 824	3 250	2 288	2 156	2 044	4 143
1993	18 874	4 007	3 575	2 409	2 314	2 187	4 352
1994	20 127	4 265	3 934	2 537	2 477	2 341	4 573
1995	21 469	4 507	4 327	2 671	2 647	2 509	4 808
1996	22 977	4 765	4 760	2 877	2 824	2 685	5 066
1997	24 591	5 032	5 236	3 099	3 014	2 872	5 338
1998	26 364	5 332	5 759	3 339	3 237	3 070	5 627
1999	28 212	5 646	6 335	3 596	3 422	3 279	5 934
2000	30 221	5 982	6 968	3 873	3 633	3 501	6 264
Tasas de crecimiento							
1986-1990	6.4	5.2	10.0	4.7	8.0	7.7	4.6
1990-1995	6.6	5.6	10.0	5.3	7.2	7.1	5.1
1986-1995	6.5	5.4	10.0	5.1	7.6	7.3	4.
1995-2000	7.1	5.8	10.0	7.7	6.5	6.9	5.4
1986-2000	6.7	5.6	10.0	6.0	7.2	7.2	5.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
a/ Incluye 600 GWh anuales del área del Canal.

/Cuadro 55

Cuadro 55

ISTMO CENTROAMERICANO: SECUENCIA DE ADICIONES DE CAPACIDAD Y GENERACION

Año	Nombre del proyecto	Tipo	País	Capacidad instalada (MW)		Generación (GWh)			
						Año medio		Año seco	
				Individual	Subtotal	Individual	Subtotal	Individual	Subtotal
1987	Asturias	AB	Nicaragua	-	-	85	85	60	60
1988	Ventanas-Garita	Hp	Costa Rica	97	-	373	-	234	-
1988	Ventanas	Hp	Costa Rica	-10	-	-91	-	-90	-
1988	Momotombo II	G	Nicaragua	35	-	264	-	264	-
1988	Palín II	He	Guatemala	8	130	35	581	22	440
1989	Río Y-Y	He	Nicaragua	27	-	116	-	80	-
1989	Fortuna II	He	Panamá	-	-	245		113	
1989	Ciclo Combinado	T	Panamá	80	-	-	-	-	-
1989	Larreynaga	Hp	Nicaragua	40	-	83	-	60	-
1989	Berlín	G	El Salvador	55	-	361	-	361	-
1989	Río Bobos	Hp	Guatemala	2	-	9	-	6	-
1989	Zunil I	G	Guatemala	15	219	110	924	110	730
1990	Bayano 3	He	Panamá	75	-	-	-	-	-
1990	Miravalles I	G	Costa Rica	55	130	350	350	350	350
1991	Hoyo I-II	G	Nicaragua	70	-	528	-	528	-
1991	Chipilapa	G	El Salvador	55	135	361	889	361	889
1992	Carboeléctrica	T	Panamá	150	-	-	-	-	-
1992	Copalar	He	Nicaragua	175	-	1 115	-	920	-
1992	Sandillal	Hp	Costa Rica	32		140	-	140	-
1992	Chinameca	G	El Salvador	55	413	361	1 616	361	1 421
1993	Angostura	Hp	Costa Rica	180		999	-	662	
1993	Carboeléctrica	T	Panamá	150		-			-
1993	Cerrón Grande II	He	El Salvador	135	-	15	-	-	-
1993	Turbina a gas	T	Honduras	25	490	-	1 014	-	662
1994	Turbina a gas	T	Honduras	50	-	-	-	-	-
1994	San Vicente	G	El Salvador	55	-	361	-	361	-
1994	Santa María II	Hp	Guatemala	68	-	282	-	154	-
1994	El Palmar	Hp	Guatemala	58	231	242	885	138	653
1995	Turbina a gas	T	Honduras	50				-	
1995	Remolino	He	Honduras	125	175	449	449	317	317

/(Continúa)

Cuadro 55 (Conclusión)

Año	Nombre del proyecto	Tipo	País	Capacidad instalada (MW)		Generación (GWh)			
						Año medio		Año seco	
				Individual	Subtotal	Individual	Subtotal	Individual	Subtotal
1996	Esti-Barrigón	Hp	Panamá	120	-	525		352	
1996	Palomo	Hp	Costa Rica	30	-	130	-	82	-
1996	Miravalles II	G	Costa Rica	55	-	350		350	
1996	El Tigre	He	El Salvador	270	-	1 115	-	863	-
1996	Los Tapezcos	He	Guatemala	62	537	162	1 282	65	1 712
1997	Masaya I	G	Nicaragua	55	-	414	-	414	-
1997	Guayabo	Hp	Costa Rica	245		1 438		1 003	
1997	Turbina a gas	T	Honduras	25	-	-	-	-	-
1997	Carboeléctrica I	T	El Salvador	50	375	-	1 852	-	1 417
1998	Zunil y/o Amatitlán	G	Guatemala	110	-	807	-	807	-
1998	Carboeléctrica II	T	El Salvador	50	-	-	-	-	-
1998	Changuinola I	He	Panamá	300	-	1 607	-	1 108	-
1998	Tumarín	He	Nicaragua	240	-	1 648	-	1 432	-
1998	Turbina a gas	T	Honduras	50	750	-	4 062	-	3 347
1999	Siquirres	He	Costa Rica	384		2 270		1 470	
1999	Jupilingo	He	Guatemala	4	-	17	-	10	-
1999	5 de Noviembre II	Hp	El Salvador	120	-	187	-	75	-
1999	Carboeléctrica III	T	El Salvador	50	558	-	2 474	-	1 555
2000	Cerro Malín	He	Honduras	230	-	1 305	-	709	-
2000	Camotán	He	Guatemala	10	-	71	-	48	-
2000	Jocotán	He	Guatemala	40	-	203	-	106	-
2000	Carboeléctrica IV	T	El Salvador	200	480	-	1 579	-	863
2002	Teribe I	He	Panamá	237	-	1 250	-	782	-
2003	Masaya II	G	Nicaragua	55	-	414	-	414	-
2003	Chulac	He	Guatemala	334	-	1 424	-	683	-
2004	Tabasará	He	Panamá	214	-	983	-	683	-
a/	Buruca I	He	Costa Rica	460	-	3 094	-	1 761	-
a/	Buruca II	He	Costa Rica	060		2 658		3 991	

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: He = Hidroeléctrica con embalse para generar 30 días o más; Hp = Hidroeléctrica de pasada con embalse para generar menos de 30 días; G = Geotérmica; T = Térmica; AB = Acumulación y bombeo.

a/ Después del año 2000.

/B. Estimación

B. Estimación de excedentes y faltantes estacionales en los sistemas interconectados nacionales para el período 1986-1995

1. Metodología empleada para simular la operación de las centrales

Se simuló en forma simplificada la operación de las plantas generadoras en los sistemas interconectados nacionales para estimar en qué parte de la curva de cargas se producirían faltantes o excedentes de energía eléctrica económica 1/ que harían posible los intercambios entre países del área. Para ello se requiere conocer la demanda en energía y potencia según una curva de carga representativa de cada período, ya sea anual o estacional. El método de simulación seguido en este estudio se basa en la utilización de la curva integral de cargas, la cual se determina a partir de la curva ordenada de duración de cargas. Esta última surge de la ordenación en forma monótona decreciente de las demandas de potencia en función de su duración a lo largo del período considerado, que en este caso es la estación seca o la húmeda. Esta curva representa en forma condensada las demandas de energía (área bajo la curva) y potencia (eje de las ordenadas) en dicho período (veáse gráfico 1.)

En la curva monótona de cargas las centrales se ubican entrando con la potencia disponible en ordenadas y las horas de utilización en abscisas, de modo que el área rectangular definida en esta forma representa la energía siministrada por las mismas.

La entrada a la curva podría ser por potencia, por energía o por ambas. Por ejemplo, en la zona de punta o semipunta del diagrama puede ser conveniente ingresar con potencia considerando la capacidad instalada disponible, obteniéndose la energía generada a través del área de la franja correspondiente y verificándose que el factor de utilización de ese equipamiento no exceda los valores normales para el mismo. Por otra parte, en la base del diagrama y con plantas geotérmicas es conveniente entrar al diagrama con la energía, es decir, con el área de la franja horizontal correspondiente, determinando en el eje de las ordenadas la potencia de operación que debe ser menor o igual a la capacidad instalada de dicha planta. Finalmente, en el caso de las centrales hidráulicas, con excepción quizá de las de pasada, es conveniente ubicarlas en el diagrama introduciendo toda su energía generable y en lo posible toda su potencia.

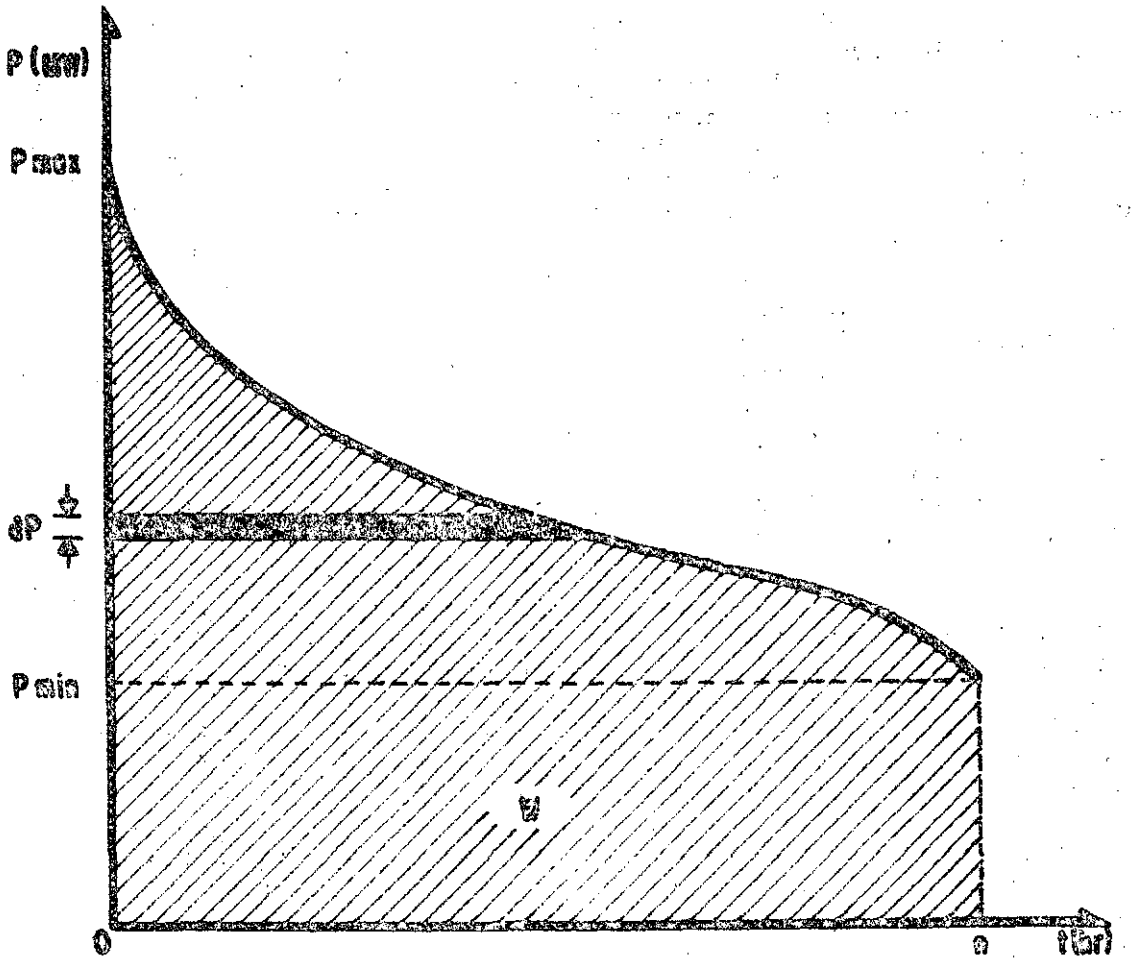
Sin embargo, para realizar la simulación manualmente se utilizó la curva integral de cargas que es más sencilla de manejar. Esta curva se define integrando la monótona de cargas; en efecto, considerando un equipamiento de potencia incremental de P operando t horas (veáse

1/ Se denomina energía económica, para propósitos de este trabajo, aquella que se genera en centrales hidráulicas y geotérmicas, con costos de operación muy bajos.

/Gráfico 1

GRAFICO I

CURVA MONOTONA DE CARGAS



en la que:

P : demanda de potencia (MW)
t : tiempo de duración de la demanda de la potencia P (horas)
Pmax : demanda máxima de potencia o carga máxima anual
Pmin : carga mínima
W : demanda anual de energía
n : número de horas del período

/nuevamente

nuevamente el gráfico 1), la energía generada será:

$$dE = t\, dP$$

y si se integra la expresión anterior entre cero y un punto genérico P, se obtiene el área bajo la curva hasta ese nivel de potencia:

$$E = \int_0^P t\, dP$$

esta expresión es del tipo E = E (P), brindando una curva energía-potencia llamada curva integral de cargas, que tiene la forma indicada en el gráfico 2.

Nótese que el tramo OA es una recta que resulta de integrar un valor constante de t entre el origen y la carga mínima (P mín) mientras que el arco AB tendrá una forma definida por la curva monótona de cargas.

Muchas veces es difícil reconstruir la curva monótona para un sistema eléctrico por no contarse con la información debidamente sistematizada. Sin embargo, puede afirmarse que siempre es posible conocer la demanda máxima y la energía requerida en el período analizado, pudiendo estimarse el valor de la carga mínima. O sea que se conocen dos puntos de la curva y el área encerrada por ella.

En las condiciones anteriores es posible construir la curva integral de cargas de tal modo que, con cierta aproximación, queda definida unívocamente por el factor de carga del sistema. Como se recordará, el factor de carga se define como:

$$F_c = \frac{W}{P_{máx}\, n}$$

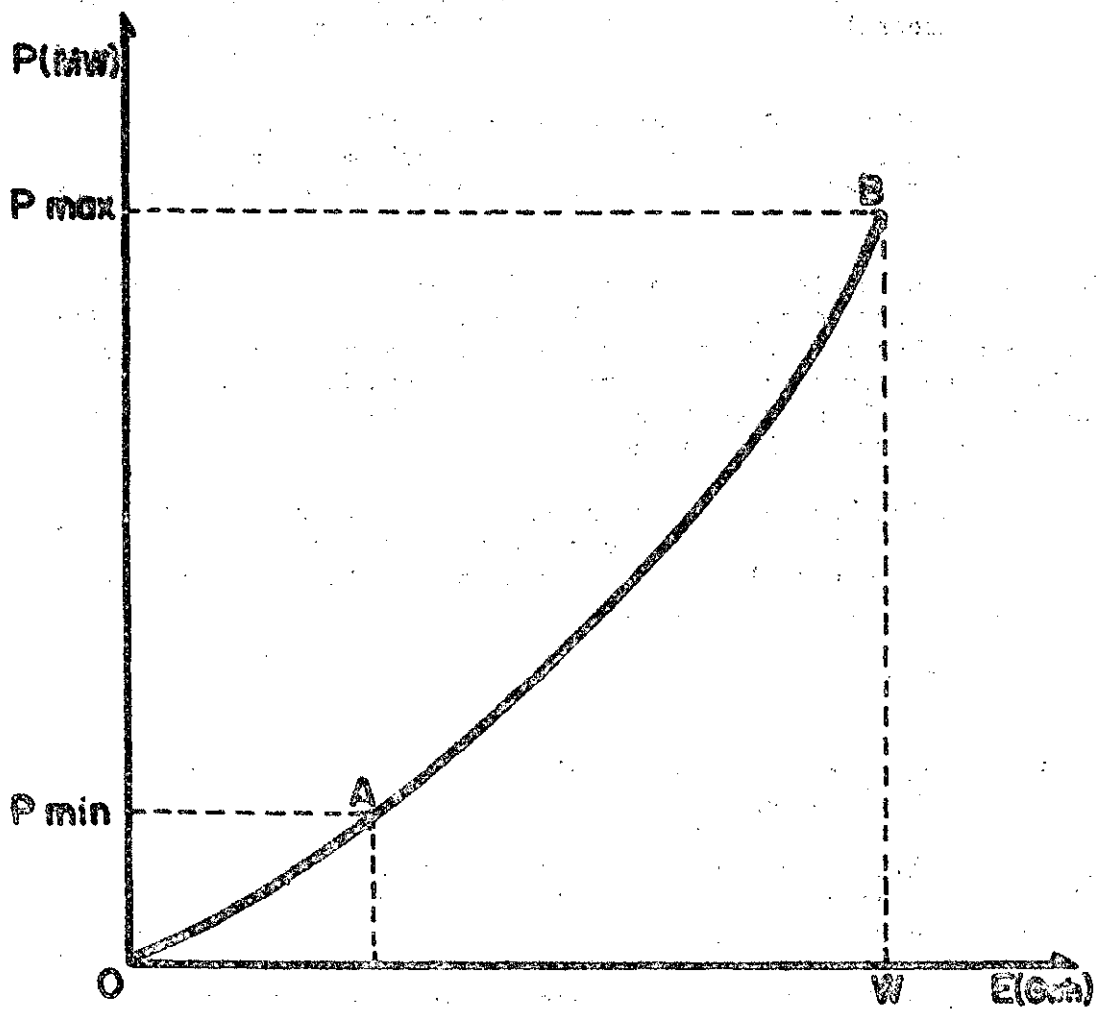
siendo W la energía demandada durante el período considerado, $P_{máx}$ la carga máxima y n la duración del mismo.

Si se normalizan las escalas de abscisas y ordenadas de la curva integral indicada anteriormente, -dividiendo los valores de energía y potencia por los correspondientes a la energía anual total (W) y la demanda máxima (Pmáx), respectivamente- se tiene una curva en la que el segmento CD (veáse el gráfico 3) tiene una longitud igual al factor de carga, según puede demostrarse fácilmente. El primer tramo de la curva, hasta el valor deninido por la carga mínima es recto, y desde ese punto hasta el nivel de la carga máxima (tramo AB del gráfico 3) aproxima mediante un arco de parábola que puede construirse gráficamente lo que significa aproximar la curva monótona por una recta.

/Gráfico 2

GRAFICO 2

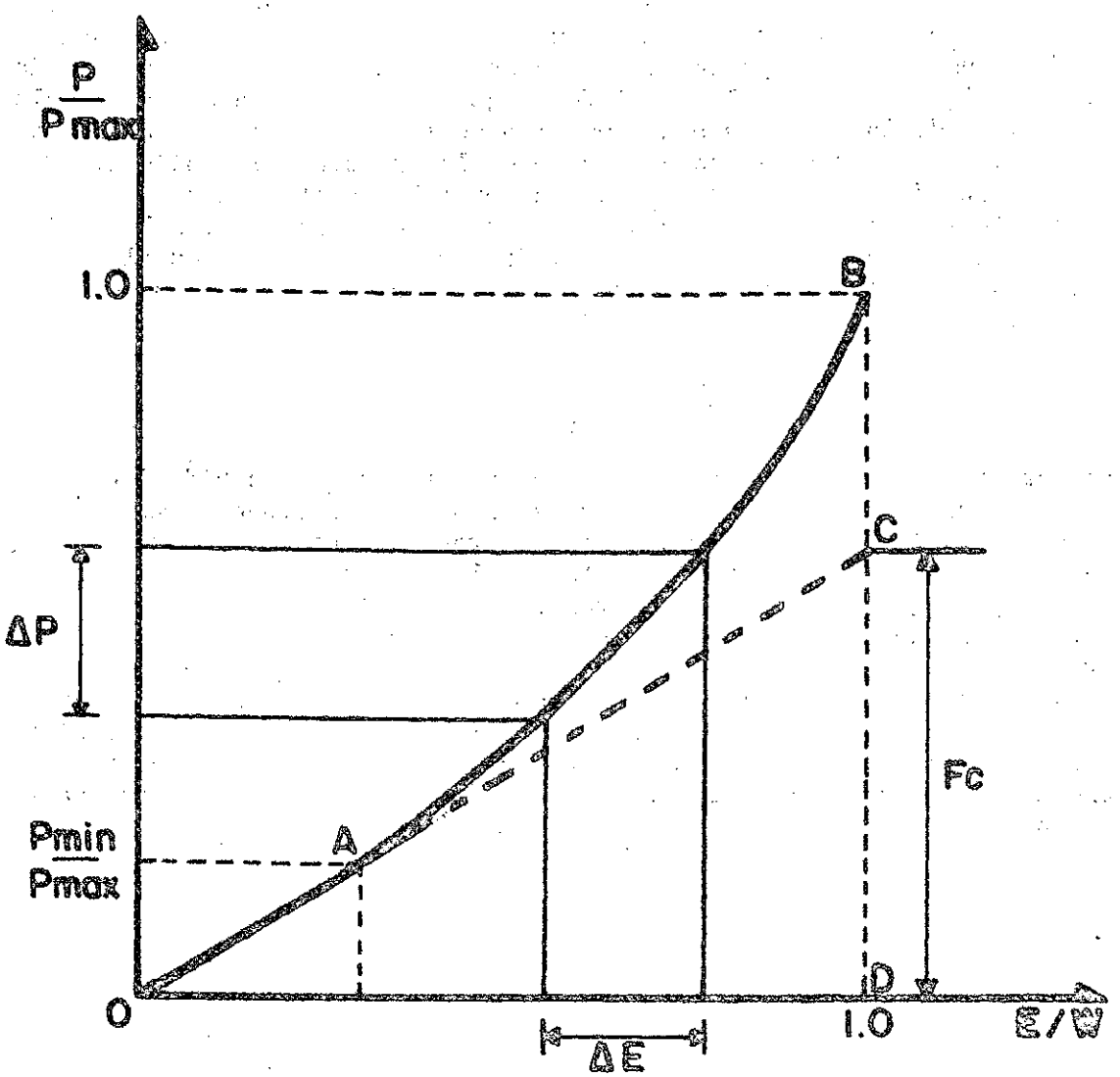
CURVA INTEGRAL DE CARGAS



/Gráfico 3

GRAFICO 3

CURVA INTEGRAL DE CARGAS NORMALIZADA



/En síntesis,

En síntesis, la forma más simplificada de la curva integral de cargas normalizada puede construirse rápidamente conociendo el cociente Pmin/Pmáx y el factor de carga; este último se puede obtener de las demandas de energía y potencia del sistema.

Una vez construida la curva mencionada, se procede a la simulación de operación de las plantas. Cada central es representada por un triángulo rectángulo cuya base es la energía generable del proyecto expresada como una fracción de la demanda total de energía del sistema (Ei/W), mientras que la altura es su potencia referida a la demanda máxima (Pi/Pmáx). El procedimiento consiste en ir cubriendo tramos de la curva con cada central de tal forma que la hipotenusa del triángulo se acomode de la mejor manera a un arco de la curva buscando a la vez utilizar toda la energía para el caso de las plantas hidráulicas. Por sus características de operación, las centrales geotérmicas y las hidráulicas de pasada se ubican en la base, en tanto que las hidráulicas con algún tipo de regulación se acomodan prioritariamente en el resto de la curva. Los tramos no cubiertos con estas centrales serían los requerimientos de generación térmica.

2. Resultados obtenidos

En este trabajo se realizó la simulación para condición hidrológica media y crítica, considerando en cada caso dos estaciones semestrales (lluviosa, de mayo a octubre,y seca, el resto). Los parámetros utilizados que definen la variación estacional de la demanda se muestran en el cuadro 56 y la energía generable de cada planta existente y futura para las estaciones seca y lluviosa, en los cuadros 57 a 61 exceptuando las cifras de Honduras que solo se muestran a nivel anual en el capítulo IV del documento debido a que por la gran capacidad de regulación de su sistema,la operación estacional sería muy flexible; los resultados obtenidos de la simulación de operación, en cuanto a faltantes y excedentes de energía económica se refiere, se presentan en los cuadros del 62 al 67.

/Cuadro 56

Cuadro 56

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTRUCTURA ESTACIONAL DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

(Porcentajes)

	Estación seca[a/]			Estación lluviosa[b/]		
	Energía	Potencia	Pmín/Pmáx	Energía	Potencia	Pmín/Pmáx
Costa Rica	48.6	100.0	30.0	51.4	99.2	30.0
El Salvador	50.5	100.0	30.0	49.5	93.0	30.0
Guatemala	51.0	100.0	30.0	49.0	97.6	30.0
Honduras	48.2	100.0	38.0	51.8	97.0	38.0
Nicaragua	54.3	100.0	32.0	45.7	95.2	36.0
Panamá[c/]	49.6	100.0	38.0	50.4	97.4	38.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas y el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica en el Istmo Centroamericano (E/CEPAL/CCE/SC.5/136), septiembre de 1980.

a/ Comprende el semestre de mayo a octubre.

b/ Comprende el semestre de noviembre a abril.

c/ No incluye el Area del Canal.

/Cuadro 57

Cuadro 57

COSTA RICA: ENERGIA GENERABLE ESTACIONALMENTE DE LOS PROYECTOS HIDRAULICOS Y GEOTERMICOS PARA HIDROLOGIAS MEDIA Y CRITICA

Año de instalación	Central	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Energía embalsable (GWh)	Energía generable (GWh)					
					Año medio			Año crítico		
					Anual	Estación seca	Estación lluviosa	Anual	Estación seca	Estación lluviosa
-	Menores	H	39	-	284	137	147	251	113	138
1958	La Garita a/	Hp	30	0.2	190	92	98	156	72	84
1963	Río Macho a/	Hp	120	0.4	518	212	306	332	123	209
1966	Cachí	He	100	25.0	685	304	381	468	192	276
1979	Arenal	He	156	783.0	616	b/	b/	616	b/	b/
1982	Corobicí	He	174	829.0	664	b/	b/	656	b/	b/
1988	Ventanas-Garita	Hp	97	4.0	373	150	223	234	93	141
1988	Ventanas c/	Hp	-10	-0.4	-91	-37	-54	-80	-32	-48
1990	Miravalles I	G	55	-	350	175	175	350	175	175
1992	Sandillal	Hp	33	0.5	140	b/	b/	140	b/	b/
1993	Angostura	Hp	180	3.5	999	426	573	662	261	401

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.
Nota: La estación lluviosa comprende el semestre de mayo a octubre, y la seca el resto.
H= Hidroeléctricas; G= Geotermoeléctrica con 72.6% de utilización; He= Hidroeléctrica con embalse para generar 30 días o más, y Hp= Hidroeléctrica de pasada con embalse para generar menos de 30 días.
a/ No incluye el agua que extraerá el proyecto Orosi, equivalentes a 75 GWh en año medio y 88 en crítico, y son aplicables a partir de 1987.
b/ Variable, según criterio de operación adoptado.
c/ Retiro por la entrada del proyecto Ventanas-Garita.

Cuadro 58

EL SALVADOR: ENERGIA GENERABLE ESTACIONALMENTE DE LOS PROYECTOS HIDRAULICOS Y GEOTERMICOS PARA HIDROLOGIAS MEDIA Y CRITICA

Año de instalación	Central	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Energía embalsable (GWh)	Energía generable (GWh)					
					Año medio			Año crítico		
					Anual	Estación seca	Estación lluviosa	Anual	Estación seca	Estación lluviosa
1954	5 de Noviembre	Hp	82	277.8	594.5	293.7	300.8	523.6	253.4	270.2
1963	Guajoyo	He	15	57.4	57.8	17.3	40.5	34.5	5.3	29.2
1977	Cerrón Grande	He	135	266.9	564.1	282.7	281.4	422.1	238.7	183.4
1982	15 de Septiembre	Hp	180	168.1	748.4	214.9	533.5	608.5	193.9	414.6
1976-1980	Ahuachapán	G	95	-	624.0	312.0	312.0	624.0	312.0	312.0
1989	Berlín	G	55	-	361.0	180.5	180.5	361.0	180.5	180.5
1991	Chipilapa	G	55	-	361.0	180.5	180.5	361.0	180.5	180.5
1992	Chinameca	G	55	-	361.0	180.5	180.5	361.0	180.5	180.5
1993	Expansión Cerrón Grande	He	135	266.9	14.6	-	14.6	-	-	-
1994	San Vicente	G	55	-	361.0	180.5	180.5	361.0	180.5	180.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.
Nota: G = Geotermoeléctrica con 75% de utilización; He = Hidroeléctrica con embalse para generar 30 días o más, y Hp = Hidroeléctrica de pasada con embalse para generar menos de 30 días.

/Cuadro 59

Cuadro 59

GUATEMALA: ENERGIA GENERABLE ESTACIONALMENTE DE LOS PROYECTOS HIDRAULICOS Y GEOTERMICOS PARA HIDROLOGIAS MEDIA Y CRITICA

Año de instalación	Central	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Energía embalsable (GWh)	Energía generable (GWh)					
					Año medio			Año crítico		
					Anual	Estación seca	Estación lluviosa	Anual	Estación seca	Estación lluviosa
-	Menores	H	25	-	74	32	42	58	24	34
1966	Los Esclavos	Hp	13	0.1	53	19	34	40	14	26
1969	Marinalá	He	60	15.2	163	73	90	123	57	66
1982	Aguacapa	He	90	-	337	123	214	168	62	106
1983	Chixoy	He	300	259.6	1 571	763	808	1 126	551	575
1988	Palín II	He	8	...	35	16	19	22	10	12
1989	Río Bobos	Hp	2	...	9	4	5	6	3	3
1989	Zunil I	G	15	-	110	55	55	110	55	55
1994	Santa María II	Hp	68	...	282	114	168	154	63	91
1994	El Palmar	Hp	58	...	242	98	144	138	56	82

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.
Nota: La estación lluviosa comprende el semestre de mayo a octubre, y la seca el resto.
H= Hidroeléctrica; G= Geotermoeléctrica con 83.7% de utilización; He = Hidroeléctrica con embalse para generar 30 días o más y Hp = Hidroeléctrica de pasada con embalse para generar menos de 30 días.

/Cuadro 60

Cuadro 60

NICARAGUA: ENERGIA GENERABLE ESTACIONALMENTE DE LOS PROYECTOS HIDRAULICOS Y GEOTERMICOS PARA HIDROLOGIAS MEDIA Y CRITICA

Año de instalación	Central	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Energía embalsable (GWh)	Energía generable (GWh)					
					Año medio			Año crítico		
					Anual	Estación seca	Estación lluviosa	Anual	Estación seca	Estación lluviosa
...	Centroamérica a/	H_e	50	179.8	252	114	138	199	89	110
...	Carlos Fonseca a/	H_p	50	137.4	230	86	144	161	66	95
1983	Momotombo I	G	35	-	264	132	132	264	132	132
1987	Asturias a/	AB	-	-	85	...	...	60	...	...
1988	Momotombo II	G	35	-	264	132	132	264	132	132
1989	Río Y-Y	H_e	27	20.9	116	51	65	80	33	47
1989	Larreynaga	H_p	40	0.2	83	37	46	60	27	33
1991	Hoyo I y II	G	70	-	528	264	264	528	264	264
1992	Copalar	H_e	175	561.0	1 115	531	584	920	438	482

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.

Nota: G= Geotermoeléctrica con 86.1% de utilización; AB= Acumulación por bombeo; HE= Hidroeléctrica con embalse para generar 30 días o más, y Hp- Hidroeléctrica de pasada con embalse para generar menos de 30 días.

a/ La energía generable del proyecto Asturias ya está incluida en las centrales Centroamérica y Carlos Fonseca, correspondiéndole a este último proyecto 35 GWh en año medio y 25 en crítico del total mencionado.

/Cuadro 61

Cuadro 61

PANAMA: ENERGIA GENERABLE ESTACIONALMENTE DE LOS PROYECTOS HIDRAULICOS Y GEOTERMICOS PARA HIDROLOGIAS MEDIA Y CRITICA

Año de instalación	Central	Tipo	Capacidad instalada (MW)	Energía embalsable (GWh)	Energía generable (GWh)					
					Año medio			Año crítico		
					Anual	Estación seca	Estación lluviosa	Anual	Estación seca	Estación lluviosa
...	La Yeguada y Menores	Hp	11	-	50	22	28	40	18	22
1976	Bayano	He	150	562	605	348 a/	257 a/	345	291 a/	54 a/
1979	Los Valles	Hp	48	-	273	109	164	215	71	144
1979	Estrella	Hp	42	0.1	237	100	137	173	64	109
1984	Fortuna I	He	300	15.2	1 242	560	682	1 071	416	655
1989	Fortuna II	He	-	302 b/	245 b/	c/	c/	113 b/	c/	c/
1990	Bayano 3	He	75 b/	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por las empresas eléctricas.

Nota: La estación lluviosa comprende el semestre de mayo a octubre y la seca el resto. He = Hidroeléctricas con embalse para generar 30 días o más y Hp = Hidroeléctricas de pasada con embalse para generar menos de 30 días.

a/ La generación estacional de Bayano es variable según el criterio de operación. Estas cifras se aplicaron de 1986 a 1988, período en el cual el proyecto Fortuna no tendría capacidad de regulación. A partir de 1989, la generación sería prácticamente la misma en ambas estaciones.

b/ Se refiere sólo a adiciones.

c/ Con la seguna etapa de Fortuna se tendría capacidad de regulación suficiente para compensar el desbalance estacional de Estrella y Los Valles.

/Cuadro 62

Cuadro 62

COSTA RICA: EXCEDENTES Y FALTANTES ESTACIONALES DE ENERGIA ECONOMICA

Año	Período	Demanda de energía (GWh)	Demanda de potencia (MW)	Factor de carga	Año seco					Año medio				
					Faltantes (GWh)			Excedentes		Faltantes (GWh)			Excedentes	
					Total	Base	Intermedia y punta	GWh	MW	Total	Base	Intermedia y punta	GWh	MW
1986	Anual	2 808	524	.612	39	39	-	-	-	-	-	-	418	48
	Estación seca	1 365	524	.595	20	20	-	-	-	-	-	-	418	95
	Estación lluviosa	1 443	520	.634	19	19	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	Anual	2 949	547	.615	268	268	-	-	-	-	-	-	202	23
	Estación seca	1 433	547	.598	134	134	-	-	-	-	-	-	202	46
	Estación lluviosa	1 516	543	.639	134	134	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	Anual	3 100	570	.621	265	265	-	-	-	-	-	-	333	38
	Estación seca	1 507	570	.604	133	133	-	-	-	-	-	-	333	76
	Estación lluviosa	1 593	565	.644	132	132	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	Anual	3 264	600	.621	429	429	-	-	-	-	-	-	169	19
	Estación seca	1 586	600	.604	215	215	-	-	-	-	-	-	169	39
	Estación lluviosa	1 678	595	.644	214	214	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	Anual	3 441	634	.620	256	256	-	-	-	-	-	-	342	39
	Estación seca	1 672	634	.602	128	128	-	-	-	-	-	-	342	78
	Estación lluviosa	1 769	628	.643	128	128	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	Anual	4 037	743	.620	50	50	-	-	-	-	-	-	885	101
	Estación seca	1 962	743	.603	25	25	-	-	-	-	-	-	-	-
	Estación lluviosa	2 075	737	.643	25	25	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	Anual	4 507	830	.620	520	520	-	-	-	-	-	-	415	47
	Estación seca	2 190	830	.602	260	260	-	-	-	-	-	-	415	95
	Estación lluviosa	2 317	823	.643	260	260	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base del programa de expansión eléctrico del país.
Nota: Se llama estación lluviosa al semestre que comprende de mayo a octubre, y seca al restante.

/Cuadro 63

Cuadro 63

EL SALVADOR: EXCEDENTES Y FALTANTES ESTACIONALES DE ENERGIA ECONOMICA

Año	Período	Demanda de energía (GWh)	Demanda de potencia (MW)	Factor de carga	Año seco					Año medio				
					Faltantes (GWh)			Excedentes		Faltantes (GWh)			Excedentes	
					Total	Base	Intermedia y punta	GWh	MW	Total	Base	Intermedia y punta	GWh	MW
1986	Anual	1 826	366	.569	-	-	-	387	44	-	-	-	763	87
	Estación seca	922	366	.575	-	-	-	105	24	-	-	-	222	51
	Estación lluviosa	904	341	.606	-	-	-	282	64	-	-	-	541	124
1987	Anual	2 013	404	.569	-	-	-	200	23	-	-	-	576	66
	Estación seca	1 017	404	.575	-	-	-	10	43	-	-	-	127	29
	Estación lluviosa	996	375	.606	-	-	-	190	2	-	-	-	449	103
1988	Anual	2 217	445	.569	93	93	-	89	10	-	-	-	372	43
	Estación seca	1 120	445	.575	93	93	-	-	-	-	-	-	24	5
	Estación lluviosa	1 097	414	.606	-	-	-	89	20	-	-	-	348	80
1989	Anual	2 442	490	.569	25	25	-	157	18	-	-	-	508	58
	Estación seca	1 233	490	.575	25	25	-	-	-	-	-	-	91	21
	Estación lluviosa	1 209	456	.606	-	-	-	157	36	-	-	-	417	95
1990	Anual	2 687	539	.569	149	149	-	36	4	33	33	-	296	34
	Estación seca	1 357	539	.575	149	149	-	-	-	33	33	-	-	-
	Estación lluviosa	1 330	501	.606	-	-	-	36	8	-	-	-	296	68
1993	Anual	3 575	717	.569	279	63	216	-	-	120	49	71	232	26
	Estación seca	1 805	717	.575	236	63	173	-	-	120	49	71	-	-
	Estación lluviosa	1 770	667	.606	43	-	43	-	-	-	-	-	232	53
1995	Anual	4 327	868	.569	670	81	589	-	-	319	65	254	40	5
	Estación seca	2 185	868	.575	436	81	355	-	-	319	65	254	-	-
	Estación lluviosa	2 142	807	.606	234	-	234	-	-	-	-	-	40	9

Fuente: CEPAL, sobre la base del programa de expansión eléctrico del país.

/Cuadro 64

Cuadro 64

GUATEMALA: EXCEDENTES Y FALTANTES ESTACIONALES DE ENERGIA ECONOMICA

Año	Período	Demanda de energía (GWh)	Demanda de potencia (MW)	Factor de carga	Año seco					Año medio				
					Faltantes (GWh)			Excedentes		Faltantes (GWh)			Excedentes	
					Total	Base	Intermedia y punta	GWh	MW	Total	Base	Intermedia y punta	GWh	MW
1986	Anual	1 714	343	.570	199	199	-	-	-	-	-	-	484	55
	Estación seca	874	343	.582	166	166	-	-	-	-	-	-	136	31
	Estación lluviosa	840	335	.573	33	33	-	-	-	-	-	-	348	79
1987	Anual	1 811	365	.566	296	296	-	-	-	-	-	-	387	44
	Estación seca	924	365	.578	216	216	-	-	-	-	-	-	86	20
	Estación lluviosa	887	356	.569	80	80	-	-	-	-	-	-	301	69
1988	Anual	1 891	385	.561	354	354	-	-	-	-	-	-	342	39
	Estación seca	964	385	.572	246	246	-	-	-	-	-	-	62	14
	Estación lluviosa	927	376	.563	108	108	-	-	-	-	-	-	280	64
1989	Anual	1 975	406	.555	322	322	-	-	-	-	-	-	377	43
	Estación seca	1 007	406	.566	231	231	-	-	-	-	-	-	78	18
	Estación lluviosa	968	396	.557	91	91	-	-	-	-	-	-	299	68
1990	Anual	2 063	432	.545	410	410	-	-	-	-	-	-	289	33
	Estación seca	1 052	432	.556	276	276	-	-	-	-	-	-	33	8
	Estación lluviosa	1 011	422	.549	134	134	-	-	-	-	-	-	256	58
1993	Anual	2 409	478	.575	756	756	-	-	-	144	144	-	87	10
	Estación seca	1 229	478	.587	453	453	-	-	-	144	144	-	-	-
	Estación lluviosa	1 180	467	.577	303	303	-	-	-	-	-	-	87	20
1995	Anual	2 671	512	.595	726	710	16	-	-	65	65	-	270	31
	Estación seca	1 362	512	.603	467	451	16	-	-	65	65	-	-	-
	Estación lluviosa	1 309	500	.598	259	259	-	-	-	-	-	-	270	62

Fuente: CEPAL, sobre la base del programa de expansión eléctrico del país.

Nota: Se llama estación lluviosa al semestre que comprende de mayo a octubre, y seca al restante.

/Cuadro 65

Cuadro 65

HONDURAS: EXCEDENTES Y FALTANTES ESTACIONALES DE ENERGIA ECONOMICA

Año	Período	Demanda de energía (GWh)	Demanda de potencia (MW)	Factor de carga	Año seco					Año medio				
					Faltantes (GWh)			Excedentes		Faltantes (GWh)			Excedentes	
					Total	Base	Intermedia y punta	GWh	$\overline{MW}$	Total	Base	Intermedia y punta	GWh	$\overline{MW}$
1986	Anual	1 373	253	.620	-	-	-	115	13	-	-	-	587	67
	Estación seca	662	253	.598	-	-	-	115	26	-	-	-	587	134
	Estación lluviosa	711	245	.662	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1987	Anual	1 488	274	.620	-	-	-	-	-	-	-	-	472	54
	Estación seca	717	274	.598	-	-	-	-	-	-	-	-	472	108
	Estación lluviosa	771	266	.662	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	Anual	1 608	296	.620	120	120	-	-	-	-	-	-	352	40
	Estación seca	775	296	.598	60	60	-	-	-	-	-	-	352	80
	Estación lluviosa	833	287	.662	60	60	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	Anual	1 735	319	.620	247	247	-	-	-	-	-	-	225	26
	Estación seca	836	319	.598	124	124	-	-	-	-	-	-	225	51
	Estación lluviosa	899	310	.662	123	123	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	Anual	1 868	344	.620	380	380	-	-	-	-	-	-	92	11
	Estación seca	900	344	.598	190	190	-	-	-	-	-	-	92	21
	Estación lluviosa	968	334	.662	190	190	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	Anual	2 314	426	.620	826	776	50	-	-	354	304	50	-	-
	Estación seca	1 115	426	.598	413	388	25	-	-	177	152	25	-	-
	Estación lluviosa	1 199	413	.662	413	388	25	-	-	177	152	25	-	-
1995	Anual	2 647	487	.620	842	842	-	-	-	137	137	-	-	-
	Estación seca	1 276	487	.598	421	421	-	-	-	69	69	-	-	-
	Estación lluviosa	1 371	472	.662	421	421	-	-	-	68	68	-	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base del programa de expansión eléctrico del país.
Nota: Se llama estación lluviosa al semestre que comprende de mayo a octubre, y seca al restante.

/Cuadro 66

Cuadro 66

NICARAGUA: EXCEDENTES Y FALTANTES ESTACIONALES DE ENERGIA ECONOMICA

Año	Período	Demanda de energía (GWh)	Demanda de potencia (MW)	Factor de carga	Año seco					Año medio				
					Faltantes (GWh)			Excedentes		Faltantes (GWh)			Excedentes	
					Total	Base	Intermedia y punta	GWh	MW	Total	Base	Intermedia y punta	GWh	MW
1986	Anual	1 326	242	.625	762	426	336	-	-	665	413	252	-	-
	Estación seca	720	242	.679	463	228	235	-	-	431	242	189	-	-
	Estación lluviosa	606	230	.601	299	198	101	-	-	234	171	63	-	-
1987	Anual	1 390	253	.627	766	459	307	-	-	644	432	212	-	-
	Estación seca	755	253	.681	468	245	223	-	-	423	245	178	-	-
	Estación lluviosa	635	241	.602	298	214	84	-	-	221	187	34	-	-
1988	Anual	1 483	270	.627	595	244	351	-	-	473	217	256	-	-
	Estación seca	805	270	.681	386	138	248	-	-	341	138	203	-	-
	Estación lluviosa	678	257	.602	209	106	103	-	-	132	79	53	-	-
1989	Anual	1 652	300	.629	624	363	261	-	-	443	281	162	-	-
	Estación seca	897	300	.683	418	183	235	-	-	345	183	162	-	-
	Estación lluviosa	755	286	.603	206	180	26	-	-	98	98	-	-	-
1990	Anual	1 781	323	.629	753	397	356	-	-	572	374	198	-	-
	Estación seca	967	323	.684	488	217	271	-	-	415	217	198	-	-
	Estación lluviosa	814	307	.605	265	180	85	-	-	157	157	-	-	-
1993	Anual	2 187	396	.630	7	7	-	296	34	-	-	-	665	76
	Estación seca	1 188	396	.685	7	7	-	-	-	-	-	-	159	36
	Estación lluviosa	999	377	.605	-	-	-	296	68	-	-	-	506	116
1995	Anual	2 509	455	.629	181	150	31	148	17	15	15	-	358	41
	Estación seca	1 362	455	.683	181	150	31	-	-	15	15	-	-	-
	Estación lluviosa	1 147	433	.605	-	-	-	148	34	-	-	-	358	82

Fuente: CEPAL, sobre la base del programa de expansión eléctrico del país.

/Cuadro 67

Cuadro 67

PANAMA:[a/] EXCEDENTES Y FALTANTES ESTACIONALES DE ENERGIA ECONOMICA

Año	Período	Demanda de energía (GWh)	Demanda de potencia (MW)	Factor de carga	Año seco: Faltantes (GWh) Total	Año seco: Faltantes (GWh) Base	Año seco: Faltantes (GWh) Intermedia y punta	Año seco: Excedentes GWh	Año seco: Excedentes MW	Año medio: Faltantes (GWh) Total	Año medio: Faltantes (GWh) Base	Año medio: Faltantes (GWh) Intermedia y punta	Año medio: Excedentes GWh	Año medio: Excedentes MW
1986	Anual	2 536	417	.695	692	163	529	-	-	129	-	129	-	-
	Estación seca	1 258	417	.689	398	163	235	-	-	119	-	119	-	-
	Estación lluviosa	1 278	406	.719	294	-	294	-	-	10	-	10	-	-
1987	Anual	2 657	464	.651	813	198	615	-	-	250	-	250	-	-
	Estación seca	1 318	464	.649	458	198	260	-	-	179	-	179	-	-
	Estación lluviosa	1 339	452	.676	355	-	355	-	-	71	-	71	-	-
1988	Anual	2 798	495	.646	954	239	715	-	-	391	17	374	-	-
	Estación seca	1 388	495	.640	528	239	289	-	-	249	17	232	-	-
	Estación lluviosa	1 410	482	.668	426	-	426	-	-	142	-	142	-	-
1989	Anual	2 983	524	.650	1 026	1 026	-	-	-	331	331	-	-	-
	Estación seca	1 480	524	.645	513	513	-	-	-	166	166	-	-	-
	Estación lluviosa	1 503	510	.673	513	513	-	-	-	165	165	-	-	-
1990	Anual	3 159	554	.652	1 202	1 202	-	-	-	507	507	-	-	-
	Estación seca	1 567	554	.646	601	601	-	-	-	254	254	-	-	-
	Estación lluviosa	1 592	540	.674	601	601	-	-	-	253	253	-	-	-
1993	Anual	3 752	659	.650	1 795	1 678	117	-	-	1 100	1 100	-	-	-
	Estación seca	1 861	659	.645	898	898	-	-	-	550	550	-	-	-
	Estación lluviosa	1 891	642	.672	897	780	117	-	-	550	550	-	-	-
1995	Anual	4 208	741	.650	2 251	1 969	282	-	-	1 556	1 556	-	-	-
	Estación seca	2 087	722	.645	1 126	1 061	65	-	-	778	778	-	-	-
	Estación lluviosa	2 121	722	.672	1 125	908	217	-	-	778	778	-	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base del programa de expansión eléctrico del país.

Nota: Se llama estación lluviosa al semestre que comprende de mayo a octubre, y seca al restante.

a/ No incluye el Area del Canal.