

██████████
CEPAL/MEX/73/21
TAO/LAT/131
Octubre de 1973

LA INTERCONEXION ELECTRICA GUATEMALA-EL SALVADOR

**Análisis de la factibilidad de la interconexión del Sistema
Central de Guatemala y el Sistema CEL de El Salvador**

Documento elaborado para el Gobierno de Guatemala por el señor Rafael Carrillo Lara, experto de la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas, asignado al Programa de Integración Económica Centroamericana e integrante de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.

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

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Antecedentes	3
II. Demanda y suministro de potencia y energía	6
1. Sistema Central Interconectado, Guatemala	6
a) Características de la demanda	6
b) Suministro de potencia y energía	9
2. Sistema CEL de El Salvador	12
a) Características de la demanda	12
b) Suministro de potencia y energía	15
III. Costo de generación en centrales termoeléctricas	19
1. Precios de combustibles	19
2. Rendimiento de las unidades termoeléctricas y costo por kWh	20
3. Costo de unidades generadoras	23
IV. Bases para la interconexión	25
1. Reserva de potencia	25
2. Intercambios de energía	25
3. Desarrollo hidroeléctrico a largo plazo	32
V. Sistema de transmisión	39
1. Aspectos de diseño	39
2. Costos de inversión	40
3. Gastos de operación y mantenimiento	42
VI. Consideraciones económicas	44
VII. Conclusiones y recomendaciones	50
1. Conclusiones	50
2. Recomendaciones	51

PRESENTACION

Este documento ha sido preparado a solicitud del Gobierno de la República de Guatemala y tiene por objeto analizar el estudio elaborado recientemente por la Empresa Eléctrica de Guatemala sobre la factibilidad de la línea de interconexión entre el Sistema Central Interconectado de Guatemala y el Sistema de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador.

En este trabajo se analiza la viabilidad técnica y económica de la interconexión de dichos sistemas y se formulan al respecto algunas conclusiones y recomendaciones.

Para su elaboración se contó con la asesoría y colaboración del Ingeniero Ernesto Richa, experto contratado por la CEPAL específicamente para ese propósito.

I. ANTECEDENTES

El estudio de las posibilidades de acción conjunta centroamericana en la planificación del sector eléctrico data de los últimos años de la década de los 50, cuando el Comité de Cooperación Económica (CCE) creó el Subcomité de Electrificación y Recursos Hidráulicos, con miras a establecer un contacto permanente entre países que impulsara el análisis de los problemas eléctricos a escala regional y el aprovechamiento común y coordinado de los potenciales hidroeléctricos.

Las ventajas de coordinar los programas nacionales de desarrollo eléctrico y las que ofrece la interconexión a nivel multinacional fueron examinadas desde la primera reunión del mencionado Subcomité, que tuvo lugar en noviembre de 1959. En esa oportunidad se mencionaron las posibilidades de interconexión entre los sistemas centrales de El Salvador y Honduras para utilizar la producción de energía del proyecto Yojoa-Río Lindo y de los sistemas fronterizos de Costa Rica y Panamá; así como del aprovechamiento del Río San Juan por parte de Nicaragua y Costa Rica.

El Subcomité señaló la importancia del uso conjunto de recursos y del desarrollo coordinado e interconexión de los sistemas eléctricos a nivel multinacional y recomendó a los organismos de electrificación realizar investigaciones concretas tendientes a facilitar el cumplimiento de dichos fines, con el concurso de la CEPAL y de los programas de asistencia técnica de las Naciones Unidas. Los recursos de dichos programas fueron ampliados en 1962 al quedar constituida la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.

Los trabajos realizados por la Misión en el campo de la interconexión eléctrica se dirigieron inicialmente al estudio del desarrollo combinado de los sistemas eléctricos de El Salvador y Honduras y posteriormente a los de Golfito (Costa Rica) y Chiriquí (Panamá). Los cuatro países mencionados acordaron, durante la segunda reunión del Subcomité, celebrada en mayo de 1963, llevar a cabo los estudios de factibilidad correspondientes, al mismo tiempo que se acordó impulsar con la más alta prioridad las investigaciones sobre interconexión entre países. Asimismo, se solicitó

/del Banco

del Banco Centroamericano de Integración Económica facilitar el financiamiento de los estudios de factibilidad que se requiriesen.

Los representantes de los organismos y empresas eléctricas del Istmo Centroamericano se reunieron nuevamente en septiembre de 1966, para analizar, entre otros, los problemas relativos a la interconexión entre países, especialmente El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá. Fue en esa oportunidad cuando las delegaciones de Guatemala y El Salvador anunciaron su propósito de realizar estudios conjuntos de diversas posibilidades de interconexión, tanto de las zonas fronterizas como de sus sistemas centrales. A esos efectos, el Subcomité solicitó de la CEPAL que estudiara diversas alternativas de interconexión y desarrollo eléctrico combinado entre estos dos países. Reconoció, además, la urgente necesidad de contar con instrumentos legales de carácter internacional que facilitaran las negociaciones de los organismos eléctricos.

La complejidad y nivel de especialización de los problemas de la interconexión llevó al Subcomité a decidir la creación del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), el cual celebró su primera reunión en mayo de 1968, para conocer algunos trabajos preparados por la Secretaría Permanente de la Integración Económica Centroamericana (SIECA), la CEPAL y la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, relativos a los lineamientos generales de un proyecto de convenio regional y a las bases para un estudio multilateral de interconexión eléctrica.

En cumplimiento a las resoluciones del Grupo aludido se elaboró un estudio sobre las diversas posibilidades de interconexión entre Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá, en el que se concluyó que las cuatro interconexiones se justificaban plenamente desde los puntos de vista técnico, económico y financiero. Posteriormente se suministró asistencia técnica a los gobiernos de Nicaragua y Costa Rica en diversos aspectos relacionados con la interconexión de sus sistemas eléctricos, incluyendo un análisis del flujo de energía hidroeléctrica excedente en Costa Rica hacia el sistema interconectado Nicaragua-Honduras, que también resultó viable y conveniente para los tres países involucrados.

/Los gobiernos

Los gobiernos de Honduras y Nicaragua suscribieron recientemente un convenio por el cual autorizan a sus empresas eléctricas a llevar a cabo las negociaciones que se requieran para la interconexión de sus sistemas. Asimismo las empresas de ambos países han firmado ya un contrato para llevar a cabo la interconexión. Por otro lado, se adelantan gestiones entre las empresas eléctricas estatales de Nicaragua y Costa Rica para llevar a cabo el estudio de factibilidad de la interconexión de sus sistemas eléctricos.

El presente documento analiza la situación existente en Guatemala y El Salvador con miras a determinar la posibilidad y conveniencia de la interconexión de sus principales sistemas.

II. DEMANDA Y SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGIA

1. Sistema Central Interconectado, Guatemala

a) Características de la demanda

En 1972 la demanda máxima de potencia en el Sistema Central Interconectado de Guatemala fue de 135 MW, y la generación de energía durante el año ascendió a 685 millones de kWh (GWh). Estudios realizados por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) indican que en el período 1973-85 la demanda de potencia y la generación aumentarán a una tasa promedio anual de 11.6 y 12.0 por ciento respectivamente, alcanzando los siguientes valores. (Véanse los cuadros 1 y 2.):

	Proyecciones	
	Demanda (MW)	Generación (GWh)
1975	197	1 035
1980	332	1 745
1985	557	2 980

La demanda máxima anual ocurre durante el mes de diciembre y la mínima en febrero. La generación también experimenta variaciones mensuales; el mes de mayor generación es el de diciembre y el de menor, abril.

Con el objeto de relacionar la demanda del mercado de energía eléctrica con la disponibilidad de la oferta de las centrales hidroeléctricas, conviene examinar las variaciones estacionales. En Guatemala se distinguen dos estaciones: la lluviosa, que se extiende de junio a noviembre, y la seca, de diciembre a mayo. Estadísticas sobre la operación del Sistema Central indican que la demanda máxima de la estación lluviosa ocurre en noviembre y representa el 93.5 por ciento de la demanda máxima anual;^{1/} en la estación seca, dicha demanda máxima ocurre en diciembre del año

^{1/} La máxima demanda anual ocurre en el mes de diciembre.

Cuadro 1

GUATEMALA: DEMANDA, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1973 A 1985

(MW)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda máxima	150	178	197	218	242	269	299	332	370	412	458	510	567
Potencia instalada	<u>197</u>	<u>209</u>	<u>237</u>	<u>369</u>	<u>369</u>	<u>369</u>	<u>385</u>	<u>385</u>	<u>615</u>	<u>615</u>	<u>615</u>	<u>615</u>	<u>695</u>
Hidro	<u>88</u>	<u>96</u>	<u>96</u>	<u>96</u>	<u>96</u>	<u>96</u>	<u>96</u>	<u>96</u>	<u>326</u>	<u>326</u>	<u>326</u>	<u>326</u>	<u>406</u>
Varios	15	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Los Esclavos	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Jurún Marinalá	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Chixoy									230	230	230	230	310
Térmicas	<u>109</u>	<u>113</u>	<u>141</u>	<u>273</u>	<u>273</u>	<u>273</u>	<u>289</u>	<u>289</u>	<u>289</u>	<u>289</u>	<u>289</u>	<u>289</u>	<u>289</u>
Vapor	63	63	63	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Gas	37	37	37	37	37	37	53	53	53	53	53	53	53
Diesel	9	13	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Reserva	47	31	40	151	127	100	86	53	245	203	157	105	128
Unidad mayor													
Hidro	20	20	20	20	20	20	20	20	46	46	46	46	...
Térmica	33	33	33	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

Cuadro 2

GUATEMALA: SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO. REQUERIMIENTOS, DISPONIBILIDAD
Y GENERACION DE ENERGIA, 1973 A 1985

(GWh)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Requerimientos	779	929	1 035	1 146	1 272	1 414	1 572	1 745	1 945	2 165	2 410	2 680	2 980
Disponibilidad	794	827	855	1 047	1 779	1 779	1 795	1 795	3 325	3 325	3 325	3 325	3 405
Hidro	307	336	336	336	336	336	336	336	1 866	1 866	1 866	1 866	1 946
Varios	44	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
Los Esclavos	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Jurún Marinalá	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196
Chixoy									1 530	1 530	1 530	1 530	1 610
Térmicas	487	491	519	711	1 443	1 443	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459	1 459
Vapor ^{a/}	441	441	441	633	1 365	1 365	1 365	1 365	1 365	1 365	1 365	1 365	1 365
Gas ^{b/}	37	37	37	37	37	37	53	53	53	53	53	53	53
Diesel ^{b/}	9	13	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Generación	779	929	1 035	1 146	1 272	1 414	1 572	1 745	1 945	2 165	2 410	2 680	2 980
Hidro	307	336	336	336	336	336	336	1 866	1 866	1 866	1 866	1 866	1 866
Térmica	472	593	699	810	936	1 078	1 236	1 409	79	299	544	814	1 114
Vapor	441	441	441	633	936	1 078	1 230	1 365	79	299	544	814	1 114
Gas y diesel	31	152	258	177	-	-	6	44	-	-	-	-	-

Fuente: CEPAL, con base en proyecciones del Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

a/ A base de 7 000 horas por año.

b/ A base de 1 000 horas por año.

anterior y representa el 88.5 por ciento de la máxima anual. Durante los seis meses de la estación lluviosa se genera el 51.2 por ciento de la energía total anual, correspondiendo el 48.8 por ciento a la estación seca. Aplicando estos porcentajes a las proyecciones de demanda y energía indicadas en los cuadros 1 y 2, se obtienen los requerimientos de potencia y energía por estación para el período 1973-85. (Véase el cuadro 3.)

b) Suministro de potencia y energía

En la actualidad el Sistema Central Interconectado de Guatemala tiene una potencia instalada de 197 MW, de los cuales 88 MW (45 por ciento) corresponden a centrales hidroeléctricas, 63 MW (32 por ciento) a centrales termoeléctricas a vapor, y 46 MW (23 por ciento) a unidades diesel y turbinas de gas. (Véase de nuevo el cuadro 1.) Durante 1972, el 37 por ciento (251 GWh) fue generado en centrales hidroeléctricas, y el 63 por ciento en centrales termoeléctricas (317 GWh en unidades a vapor y 117 GWh en turbinas a gas y unidades diesel).

Para suplir el crecimiento de la demanda, los programas de expansión del INDE incluyen la instalación de dos unidades de vapor de 66 MW, que entrarán en operación en julio y diciembre de 1976. En 1981, iniciará operaciones el próximo proyecto hidroeléctrico, posiblemente sobre el río Chixoy, con una potencia instalada de unos 230 MW y una producción media anual de 1 530 GWh. En 1975 el INDE deberá instalar una unidad de gas o diesel con una potencia mínima de unos 25 MW para poder contar con la reserva mínima necesaria para garantizar la continuidad del servicio. (Véanse los cuadros 1 y 4.)

De acuerdo con dichos planes de expansión del Sistema Central Interconectado, de 1975 a 1984 (período que analiza este informe) se generarán 9 480 millones de kWh en centrales hidroeléctricas, 7 419 millones en centrales a vapor y 485 millones en unidades diesel o turbinas de gas. Ello representa un gasto aproximado de 70 millones de dólares en combustible en un período de diez años, estimado en función de los precios de distribuidor de que goza el INDE.

Cuadro 3

GUATEMALA: SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO. DEMANDAS MAXIMAS DE POTENCIA Y GENERACION DE ENERGIA POR ESTACION, 1973 A 1985

Año	Estación lluviosa		Estación seca	
	Demanda máxima (MW)	Energía (GWh)	Demanda máxima (MW)	Energía (GWh)
1973	140	399	133	380
1974	166	476	158	453
1975	184	530	174	505
1976	204	587	193	559
1977	226	651	214	621
1978	252	724	238	690
1979	280	805	265	767
1980	310	893	294	852
1981	346	996	327	949
1982	385	1 108	365	1 057
1983	428	1 234	405	1 176
1984	477	1 372	451	1 308
1985	530	1 526	502	1 454

Fuente: CEPAL, con base en proyecciones del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y en cifras del Atilán Project Feasibility Report de Electro-Watt Engineering Services Ltd., noviembre de 1971.

Cuadro 4

GUATEMALA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1973 A 1985

Nombre	Proyectos Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro (INDE)								
Varios	Existente	15	18	26				
Los Esclavos	Existente	13	15	52				
Jurún Marinalá	Existente	60	90	106				
Total octubre 1973					88	20	123	184
Sistema occidental	1974	8	11	18	96	20	134	202
Chixoy 1	Enero 1981	230	765	765	326	46	899	967
Chixoy 2	Enero 1985	80	406			...
Térmicos^{a/}								
EEG Diesel	Existente	9	5	4				
Laguna - Vapor	Existente	30	105	105				
Laguna - Gas	Existente	12	6	6				
Escuintla - Vapor	Existente	33	115	116				
Escuintla - Gas	Existente	25	13	12				
Total octubre 1973					109	33	244	243
S. Occidente - Diesel	1974	4	2	2	113	33	246	245
Diesel	Enero 1975	28	14	14	141	33	260	259
Escuintla - Vapor	Julio 1976	66	231	231	207	66	491	490
Escuintla - Vapor	Diciembre 1976	66	231	231	273	66	722	721
Gas	Enero 1979	16	8	8	289	66	730	729

Fuente: CEPAL, con base en información del Instituto Nacional de Electrificación (INDE).

a/ Con base en 7 000 hr/año para vapor y 1 000 hr/año para gas y diesel.

2. Sistema CEL de El Salvador

a) Características de la demanda

En El Salvador, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) tiene a su cargo el desarrollo y operación de los sistemas de generación en el país. La demanda de potencia en el Sistema CEL fue de 148 MW y la generación de energía durante ese año fue de 706 millones de kWh.

Las proyecciones de la CEL indican que la demanda de potencia crecerá de 164 MW en 1973 a 577 MW en 1985, lo que representa un crecimiento promedio anual de 11 por ciento. La generación de energía aumentará a igual tasa de 783 a 2 780 GWh en el mismo período, según se indica en el siguiente resumen (véanse los cuadros 5 y 6):

	Proyecciones	
	Demanda (MW)	Generación (GWh)
1973	164	783
1975	202	968
1980	342	1 642
1985	577	2 780

La demanda máxima anual y la mayor generación mensual ocurren en diciembre. Mientras que junio es el mes con demanda de potencia inferior (86.2 por ciento del máximo anual) a agosto corresponde la menor generación mensual.

Al igual que en Guatemala, en El Salvador existen dos estaciones hidrometeorológicas bien definidas: la lluviosa, de junio a noviembre y la seca de diciembre a mayo. La demanda máxima de la estación lluviosa ocurre en el mes de noviembre (95 por ciento de la demanda máxima anual); para la estación seca, la mayor demanda de potencia corresponde al mes de enero, (90.4 por ciento de la máxima anual). De la energía total anual, el 48.8 por ciento es generado durante la estación lluviosa y el 51.2 por ciento durante la seca. Estos índices, basados en datos estadísticos sobre la operación del sistema, permiten estimar las características estacionales futuras

Cuadro 5

EL SALVADOR: DEMANDA, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1973 A 1985

(MW)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda máxima	164	182	202	225	250	278	308	342	380	422	468	520	577
Potencia instalada	<u>236</u>	<u>236</u>	<u>266</u>	<u>266</u>	<u>401</u>	<u>401</u>	<u>469</u>	<u>469</u>	<u>535</u>	<u>535</u>	<u>602</u>	<u>668</u>	<u>668</u>
Hidro	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>108</u>	<u>243</u>	<u>243</u>	<u>311</u>	<u>311</u>	<u>311</u>	<u>311</u>	<u>378</u>	<u>378</u>	<u>378</u>
Varios	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
5 de Noviembre	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82	82
Guajoyo	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Cerrón Grande					135	135	203	203	203	203	270	270	270
Térmica	<u>128</u>	<u>128</u>	<u>158</u>	<u>158</u>	<u>158</u>	<u>158</u>	<u>158</u>	<u>158</u>	<u>224</u>	<u>224</u>	<u>224</u>	<u>290</u>	<u>290</u>
Vapor	68	68	68	68	68	68	68	68	134	134	134	200	200
Gas	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Geotérmica	-	-	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Reserva	72	54	64	41	151	123	161	127	155	113	134	148	91
Unidad mayor													
Hidro	22	22	22	22	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Térmica	33	33	33	33	33	33	33	33	66	66	66	66	66

Fuente: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

Cuadro 6

EL SALVADOR: REQUERIMIENTOS, DISPONIBILIDAD Y GENERACION DE ENERGIA, 1973 A 1985

(GWh)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Requerimientos	783	870	968	1 078	1 200	1 335	1 479	1 642	1 828	2 029	2 251	2 496	2 780
Disponibilidad	<u>1 077</u>	<u>1 077</u>	<u>1 307</u>	<u>1 307</u>	<u>2 005</u>	<u>2 005</u>	<u>2 033</u>	<u>2 033</u>	<u>2 495</u>	<u>2 495</u>	<u>2 495</u>	<u>2 957</u>	<u>2 957</u>
Hidro	<u>541</u>	<u>541</u>	<u>541</u>	<u>541</u>	<u>1 239</u>	<u>1 239</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>
Varios	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
5 de Noviembre	437	437	437	437	579	579	579	579	579	579	579	579	579
Guajoyo	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Cerrón Grande	-	-	-	-	556	556	584	584	584	584	584	584	584
Térmica	<u>536</u>	<u>536</u>	<u>766</u>	<u>766</u>	<u>766</u>	<u>766</u>	<u>766</u>	<u>766</u>	<u>1 228</u>	<u>1 228</u>	<u>1 228</u>	<u>1 690</u>	<u>1 690</u>
Vapor ^{a/}	476	476	476	476	476	476	476	476	938	938	938	1 400	1 400
Gas ^{b/}	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Geotérmica	-	-	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Generación	<u>783</u>	<u>870</u>	<u>968</u>	<u>1 078</u>	<u>1 200</u>	<u>1 335</u>	<u>1 479</u>	<u>1 642</u>	<u>1 828</u>	<u>2 029</u>	<u>2 251</u>	<u>2 496</u>	<u>2 780</u>
Hidro	<u>463</u>	<u>479</u>	<u>481</u>	<u>534</u>	<u>959</u>	<u>1 085</u>	<u>1 168</u>	<u>1 252</u>	<u>1 255</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>	<u>1 267</u>
Térmica	<u>320</u>	<u>391</u>	<u>487</u>	<u>544</u>	<u>241</u>	<u>250</u>	<u>311</u>	<u>390</u>	<u>573</u>	<u>762</u>	<u>984</u>	<u>1 229</u>	<u>1 513</u>
Vapor	320	386	238	295	-	-	81	116	324	532	754	999	1 283
Gas	-	5	19	19	11	20	-	44	19	-	-	-	-
Geotérmica	-	-	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Excedentes													
Hidro	78	62	60	7	280	154	99	15	12	-	-	-	-
Vapor	156	90	238	181	476	476	395	360	614	406	184	401	117

Fuente: CEPAL, con base en proyecciones de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

^{a/} A base de 7 000 hr/año; ^{b/} A base de 1 000 hr/año.

de la demanda de energía (véase el cuadro 7) y analizarlas con relación a la disponibilidad en las centrales hidroeléctricas existentes y proyectadas.

b) Suministro de potencia y energía

La potencia instalada actualmente en el Sistema CEL es de 236 MW, compuestos por 108 MW en centrales hidroeléctricas, 68 MW en centrales a vapor y 60 MW en unidades de gas. La generación de energía es básicamente hidroeléctrica; en 1972 el 63 por ciento de la energía total generada correspondió a centrales de ese tipo. La unidad más grande del sistema es una turbina de vapor (33 MW) de la central de Acajutla y la reserva de operación de 72 MW, que representa el 44 por ciento de la demanda máxima y más de dos veces la potencia de la unidad mayor del sistema; esto indica que la reserva es lo suficientemente amplia para asegurar la continuidad del servicio en cuanto a generación se refiere.

El Salvador cuenta además con recursos geotérmicos para la generación de energía eléctrica. Ya se ha iniciado la construcción de una unidad geotérmica de 30 MW en el área de Ahuachapán en la parte occidental del país, a unos 15 km de la frontera con Guatemala, que se prevé entrará en operación en marzo de 1975 con una producción media anual de 230 GWh. Las investigaciones elaboradas hasta el presente indican que el potencial geotérmico en esa región es de unos 40 000 millones de kWh.

La CEL ha iniciado también las obras de construcción del proyecto hidroeléctrico de Cerrón Grande cuyas dos primeras unidades (135 MW) iniciarán operaciones en 1977. En 1979 se completará la instalación de la tercera unidad, y en 1983 entrará en operación la cuarta, con lo cual se alcanzará una potencia total de 270 MW. El proyecto generará en promedio 584 GWh por año.

El programa de instalaciones de la CEL incluye también dos unidades térmicas de 66 MW, una en 1981 y la otra en 1984. Estas unidades podrían ser geotérmicas, si la experiencia con la unidad de Ahuachapán resulta ventajosa. (Véase el cuadro 8.)

Cuadro 7

EL SALVADOR: SISTEMA CEL. DEMANDA ESTACIONAL
DE POTENCIA Y ENERGIA, 1974 A 1985.

Año	Demanda máxima (MW)			Energía (GWh)		
	Anual	Estación lluviosa ^{a/}	Estación seca ^{b/}	Anual ^{c/}	Estación lluviosa ^{a/}	Estación seca ^{b/}
1974	182	173	164	870	425	437
1975	202	192	183	968	472	493
1976	225	214	203	1 078	526	541
1977	250	238	226	1 200	586	603
1978	278	264	251	1 335	651	671
1979	308	293	278	1 479	722	743
1980	342	325	309	1 642	801	825
1981	380	361	344	1 828	892	918
1982	422	401	381	2 029	990	1 021
1983	468	445	423	2 251	1 098	1 132
1984	520	494	470	2 496	1 218	1 254
1985	577	548	522	2 780	1 357	1 397

Fuente: CEPAL, con base en proyecciones de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y en datos del Estudio de Factibilidad Proyecto Hidroeléctrico Cerrón Grande de Harza Engineering Company Int., Marzo de 1972.

^{a/} Seis meses, de junio a noviembre.

^{b/} Seis meses, de diciembre a mayo.

^{c/} El total anual corresponde al año calendario. No coincide con la suma de los requerimientos estacionales porque la estación seca se inicia el mes de diciembre del año anterior.

Cuadro 8

EL SALVADOR: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SISTEMA CEL). PROGRAMA DE ADICIONES EN GENERACION, 1973 A 1985

Nombre	Proyectos		Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Varios	Existente	11	5	40				
5 de Noviembre	Existente	82	130	307				
Guajoyo	Existente	15	46	13				
Total octubre 1973					108	22	181	360
Cerrón Grande	1977	135	250	306	243	67	431	666
5 de Noviembre	Aumento por C. Grande	1977	-	160	243	67	591	648
Cerrón Grande		1979	68	16	12	311	67	607
Cerrón Grande	1983	67	-	-	378	67	607	660
Térmicos								
Acajutla - Vapor	Existente	63	221	220				
Acajutla - Gas	Existente	7	4	3				
Soyapango - Gas	Existente	53	26	27				
Otras - Vapor	Existente	5	17	18				
Total octubre 1973					128	33	268	268
Ahuachapán - Geotérmica	Marzo 1975	30	115	115	158	33	383	383
Acajutla - Vapor	Enero 1981	66	231	231	224	66	614	614
Acajutla - Vapor	Enero 1984	66	231	231	290	66	845	845

Fuente: CEPAL con base en información de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

De acuerdo con dicho programa, el Sistema CEL contará con amplia reserva de potencia, la que en todo momento será mayor que la unidad más grande del sistema. (Véase de nuevo el cuadro 6.) En el período 1975-84, se generarán 16 306 GWh, de los cuales 10 535 corresponden a centrales hidroeléctricas, 5 771 a centrales a vapor, 132 a turbinas de gas y 2 300 a la unidad geotérmica de Ahuachapán. La disponibilidad total de energía en las centrales hidroeléctricas será de 11 162 GWh, lo que significa que durante esos diez años habrá un excedente de 627 GWh que no podrá utilizarse debido a limitaciones de la demanda. La energía sobrante sería la base para la interconexión con Guatemala, cuyo Sistema Central generará en el mismo lapso una cantidad considerable de energía (7 904 GWh) en centrales termoeléctricas. (Véase la sección 1. b) de este capítulo.)

III. COSTO DE GENERACION EN CENTRALES TERMoeLECTRICAS

1. Precios de combustibles

El costo del combustible es un elemento muy importante en la evaluación de las ventajas de la interconexión entre sistemas eléctricos cuyos beneficios, como en el caso que nos ocupa, van a depender principalmente de los ahorros que se obtengan al reemplazar energía de centrales termoeléctricas de uno de los sistemas por energía hidroeléctrica excedente del otro.

Se realizaron investigaciones en el INDE, en la Empresa Eléctrica de Guatemala, en el Ministerio de Economía y en la Secretaría de Planificación Económica, de Guatemala y en la CEL, en El Salvador, con el fin de determinar los precios que pagan actualmente las empresas y los cambios que se prevén en los próximos años. Actualmente el Gobierno de Guatemala negocia nuevos precios con las refinerías que, a partir de 1974, podrían experimentar un aumento sustancial como reflejo de la situación de los mercados mundiales. Por otra parte, el contrato de suministro a la CEL en El Salvador, con un precio muy conveniente para ésta (1.67 dólares el barril de 42 galones), vence en diciembre del presente año y deberán entonces negociarse nuevas cotizaciones.

Para los efectos de este estudio se han tomado los siguientes precios en centavos de dólar por galón de combustible entregado en las centrales generadoras:

	Guatemala				El Salvador CEL (bunker C)
	EEG		INDE		
	Bunker C	Diesel	Bunker C	Diesel	
1973	7.44	13.6	6.00	10.10	3.95
1974	9.44	13.6	8.00	10.10	8.00
1975	9.91	14.3	8.40	10.61	8.40
1976	10.40	15.0	8.82	11.14	8.82
1977	10.92	15.7	9.24	11.70	9.24
1978	11.47	16.5	9.70	12.28	9.70
1979	12.04	17.4	10.18	12.89	10.18
1980	12.64	18.2	10.69	13.54	10.69
1981	13.27	19.1	11.23	14.20	11.23
1982	13.94	20.1	11.79	14.91	11.79
1983	14.64	21.0	12.38	15.65	12.38
1984	15.37	22.1	13.00	16.43	13.00

Estudios sobre el costo de petróleo y sus derivados en Centroamérica^{2/} indican que el petróleo crudo reconstituido que importan las refinerías de Guatemala experimentó un aumento medio anual de 6.1 por ciento, entre 1967 y 1972. Con base en ello, se ha estimado que los precios de los derivados aumentarán a una tasa promedio del 5 por ciento por año. Con este incremento progresivo de los precios probablemente se cubran alzas mucho mayores que imponen periódicamente los países productores, una de las cuales con toda seguridad habrá de ocurrir dentro de los próximos meses.

Conviene hacer notar que la refinería de El Salvador está localizada en el puerto de Acajutla y las centrales a vapor generadoras de la CEL han sido instaladas en el mismo lugar, lo que representa una economía en el costo de transporte local del combustible. A pesar de ello se ha supuesto que el precio del galón de combustible para la CEL será igual al del INDE, que incluye transporte desde el puerto hasta la refinería. Ello representa un margen de seguridad en los cálculos de los beneficios de la interconexión en lo que se refiere a la sustitución de energía de unidades de gas y diesel del INDE por energía de las centrales a vapor de Acajutla.

2. Rendimiento de las unidades termoeléctricas y costo por kWh

Información suministrada por la EEG, el INDE y la CEL indica los siguientes índices de rendimiento para las unidades termoeléctricas actualmente en operación:

^{2/} Evolución reciente de los precios de los derivados de petróleo en Centroamérica (SIECA/73/VII-5/11), marzo de 1973.

Empresa y unidades	Combustible	Rendimiento (kWh/galón)
<u>EEG</u>		
La Laguna, vapor (promedio de las cuatro unidades)	Bunker C	9.5
La Laguna, gas	Diesel	12.0
<u>INDE</u>		
Escuintla, vapor	Bunker C	12.0
Escuintla, gas	Diesel	7.6
<u>CEL</u>		
Acajutla, vapor	Bunker C	11.6

Los datos sobre las unidades de vapor y de gas del INDE fueron tomados de las estadísticas publicadas por dicha institución para el año 1972. En el caso de las unidades de vapor de La Laguna en Guatemala, se tomó el índice de 14 500 BTU/kWh utilizado en sus cálculos por la Empresa Eléctrica de Guatemala y se estimó un contenido calorífico del combustible "Bunker C" de 138 000 BTU por galón. Para la unidad de gas de la EEG se tomó el índice de las unidades de Escuintla del INDE, por ser iguales. El valor indicado para las unidades de vapor de Acajutla fue suministrado por personal de la CEL.

Para las unidades termoeléctricas que se instalarán en el futuro se han estimado los siguientes rendimientos:

Unidades de vapor de 66 MW:	10 800 BTU/kWh
	12.8 kWh/galón de Bunker C
Unidades diesel de velocidad media:	9 500 BTU/kWh
	14.1 kWh/galón de Diesel

Con base en los precios de los combustibles y los rendimientos anotados, se obtienen los costos por kWh generado en las centrales termoeléctricas de los dos sistemas. (Véase el cuadro 9.) Estos costos servirán de base para determinar los ahorros que se podrían obtener al reemplazar energía de un sistema por energía de menor costo del otro sistema.

Cuadro 9

GUATEMALA Y EL SALVADOR. COSTO VARIABLE DE GENERACION (COMBUSTIBLE) EN
LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS DEL SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO Y
DEL SISTEMA CEL, 1975 A 1984

(Milésimos de dólar por kWh)

Año	Guatemala						El Salvador	
	EEG		INDE				CEL	
	Vapor	Gas	Vapor (33 MW)	Vapor (66 MW)	Gas	Diesel ^{a/}	Vapor (33MW)	Vapor (66MW)
1975	10.4	18.8	7.0		14.0	7.6	7.2	
1976	10.9	19.7	7.3	6.9	14.7	7.9	7.6	
1977	11.5	20.6	7.7	7.2	15.4	8.3	8.0	
1978	12.0	21.7	8.1	7.6	16.2	8.7	8.4	
1979	12.7	22.9	8.5	8.0	17.0	9.2	8.8	
1980	13.3	24.0	8.9	8.4	17.8	9.6	9.2	
1981	14.0	25.2	9.4	8.8	18.7	10.1	9.7	18.7
1982	14.7	26.4	9.8	9.2	19.6	10.6	10.2	19.6
1983	15.4	27.6	10.3	9.7	20.6	11.1	10.7	20.6
1984	16.2	29.0	10.8	10.2	21.6	11.7	11.2	21.6

Fuente: CEPAL, con base en información suministrada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), la Empresa Eléctrica de Guatemala y la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

^{a/} Unidades futuras de 600 a 900 rpm.

/Es necesario

Es necesario considerar además de los del combustible, otros costos variables que dependen de la generación de las unidades y que incluyen los salarios y el costo de los repuestos para el mantenimiento de las unidades, el aceite lubricante y renglones menores.

En el caso de las centrales a vapor, el mantenimiento depende menos de la producción que en el de las unidades diesel y de gas, ya que se precisa inspeccionar, desmantelar y limpiar periódicamente las calderas y otros componentes, independientemente de la cantidad de energía generada. Por esta razón podemos considerar el gasto en combustible como el único gasto variable en las centrales a vapor.

Para las turbinas de gas y las unidades diesel, el mantenimiento aumenta sensiblemente con la producción de las unidades, hecho que es necesario tomar en cuenta al evaluar el costo de la energía generada en este tipo de centrales. Del análisis de datos sobre unidades en operación en la región y cifras utilizadas en estudios realizados para los países del área,^{3/} se han adoptado los siguientes valores para los gastos variables de operación y mantenimiento:

Turbinas de gas:	0.4 milésimos de dólar/kWh
Unidades diesel:	1.5 milésimos de dólar/kWh

3. Costo de unidades generadoras

El programa de instalaciones del INDE incluye 23 MW en unidades diesel-eléctricas para 1975 y una turbina de gas de 16 MW en 1979, con el objeto de mantener la reserva necesaria en el sistema.

Al realizarse la interconexión con el Sistema CEL de El Salvador, la reserva conjunta permitiría eliminar la instalación de estas unidades, con el consiguiente ahorro en inversión y gastos de operación y mantenimiento.

3/ Estudio Comparativo de costos de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, 1969 y 1970 (E/CN.12/CCE/SC.5/92); Interconexión eléctrica Nicaragua-Honduras. Estudio de factibilidad técnico-económica, ELC-Electroconsult, septiembre, 1971; Atitlán Project, Feasibility Report, Electro-Watt Engineering Services Ltd., noviembre, 1971.

Para los efectos de este estudio la inversión y los gastos fijos de operación y mantenimiento de estas unidades se estimaron como sigue:

	<u>Dólares</u>
Unidades diesel-eléctricas de velocidad media (28 MW)	
Inversión por kW	120
Inversión total	3 360 000
Gastos fijos anuales de operación y mantenimiento	56 000
Turbina de gas (16 MW)	
Inversión por kW	110
Inversión total	1 760 000
Gastos fijos anuales de operación y mantenimiento	24 000

IV. BASES PARA LA INTERCONEXION

1. Reserva de potencia

Una de las ventajas de interconectar dos sistemas eléctricos es la de poder compartir la reserva de potencia necesaria para mantener la continuidad del servicio. El criterio más usado en Centroamérica es que dicha reserva debe ser, como mínimo, igual a la unidad mayor en operación en el sistema.

Al examinar el desarrollo del Sistema Central Interconectado de Guatemala, se observa que para mantener esa reserva será necesario instalar para 1975 unidades de gas o diesel con una potencia mínima de 22 MW, y para 1980 35 MW adicionales. En los planes del INDE se incluyen dichas adiciones (28 MW de unidades diesel en 1975 y 16 MW de gas en 1979 (véase nuevamente el cuadro 1), lo que permitirá operar con la reserva mínima indicada, excepto en 1980 en que ésta llegará únicamente a 53 MW mientras que la unidad mayor del sistema será de 66 MW. Por su parte los planes de desarrollo del Sistema CEL indican que operará con reservas muy superiores a la potencia de la unidad mayor del sistema.

Si ambos sistemas se interconectarán sería posible reducir la capacidad total instalada, manteniendo reservas adecuadas para la operación del sistema. Ello permitiría a Guatemala eliminar la instalación de los 28 MW de unidades diesel y los 16 MW de gas programadas para 1975 y 1979, respectivamente. (Véase el cuadro 10.)

2. Intercambios de energía

Al analizar en el capítulo I el desarrollo de los sistemas de Guatemala y El Salvador, observamos que mientras en el primero se genera una cantidad considerable de energía en centrales termoeléctricas (9 480 GWh en el período 1974-85), en el segundo existen, durante el mismo período, excedentes de energía hidroeléctrica (627 GWh) que no pueden utilizarse en el Sistema CEL debido a limitaciones en la demanda. Por otra parte, la generación total en centrales termoeléctricas de Guatemala incluye 485 GWh

Cuadro 10

GUATEMALA Y EL SALVADOR: DEMANDA, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1973 A 1985

(MW)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Demanda máxima	<u>314</u>	<u>360</u>	<u>399</u>	<u>443</u>	<u>492</u>	<u>547</u>	<u>607</u>	<u>674</u>	<u>750</u>	<u>834</u>	<u>926</u>	<u>1 030</u>	<u>1 144</u>
Guatemala	150	178	197	218	242	269	299	332	370	412	458	510	567
El Salvador	164	182	202	225	250	278	308	342	380	422	468	520	577
Potencia instalada	<u>433</u>	<u>445</u>	<u>503</u>	<u>607</u>	<u>742</u>	<u>742</u>	<u>810</u>	<u>810</u>	<u>1 106</u>	<u>1 106</u>	<u>1 173</u>	<u>1 239</u>	<u>1 319</u>
Guatemala	<u>197</u>	<u>209</u>	<u>237</u>	<u>341</u>	<u>341</u>	<u>341</u>	<u>341</u>	<u>341</u>	<u>571</u>	<u>571</u>	<u>571</u>	<u>571</u>	<u>651</u>
Hidro	88	96	96	96	96	96	96	96	326	326	326	326	406
Térmica ^{a/}	109	113	141	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
El Salvador	<u>236</u>	<u>236</u>	<u>266</u>	<u>266</u>	<u>401</u>	<u>401</u>	<u>469</u>	<u>469</u>	<u>535</u>	<u>535</u>	<u>602</u>	<u>668</u>	<u>668</u>
Hidro	108	108	108	108	243	243	311	311	311	311	378	378	378
Térmica	128	128	158	158	158	158	158	158	224	224	224	290	290
Reserva	119	85	104	164	250	195	203	136	356	232	247	209	175
Unidad mayor													
Hidro	22	22	22	22	67	67	67	67	67	67	67	67	...
Térmica	33	33	33	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66

Fuente: CEPAL, con base en proyecciones del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

a/ No incluye los 28 MW diesel ni los 16 MW de gas contemplados en el desarrollo independiente del sistema.

generados en unidades de gas o diesel con un alto costo por kWh, en tanto que El Salvador cuenta con disponibilidad no utilizada en centrales de vapor que generan a un costo menor por kWh.

Para determinar los posibles flujos de energía entre los dos sistemas y la potencia necesaria de su transmisión, se determinó la operación más eficiente de las centrales en cada uno de los sistemas por separado y se estableció después la magnitud de los excedentes de El Salvador que podrían colocarse en Guatemala. El análisis se efectuó por estaciones (seca y lluviosa) para tomar en cuenta las características de producción de los proyectos hidroeléctricos en cada una de ellas. Las curvas de duración utilizadas para este análisis fueron tomadas de estudios realizados por consultores de cada uno de los sistemas.^{4/}

En términos más específicos, la forma de cálculo sugirió el siguiente procedimiento:

a) Se estableció la operación más eficiente de las centrales del Sistema CEL con base en la curva de duración estacional de la demanda y teniendo en cuenta la potencia, energía y rendimiento de cada central. Con base en ello se calcularon la generación por tipo de central, los excedentes de energía hidroeléctrica y la potencia necesaria para su transmisión a Guatemala. (Véanse los gráficos 1 a 3.) Al mismo tiempo se determinó la energía disponible en centrales a vapor no utilizada en el Sistema CEL. En el cuadro 11 se presentan los resultados del análisis por estación para el período 1975-84;

b) Se analizó la operación de las centrales hidroeléctricas y térmicas en el Sistema Central de Guatemala, colocando primero toda la energía hidroeléctrica disponible y luego la energía termoeléctrica, según la eficiencia de las unidades;

c) Se determinó la energía térmica de centrales a vapor del sistema de Guatemala que podría ser reemplazada por energía hidroeléctrica excedente de El Salvador, y la energía producida por turbinas de gas y unidades diesel

^{4/} Para Guatemala: Atitlán Project Feasibility Report, Electro-Watt Engineering Services, Ltd., noviembre de 1971; para El Salvador, CEL System Expansion, 1969-72. Harza Engineering Company International, mayo de 1971.

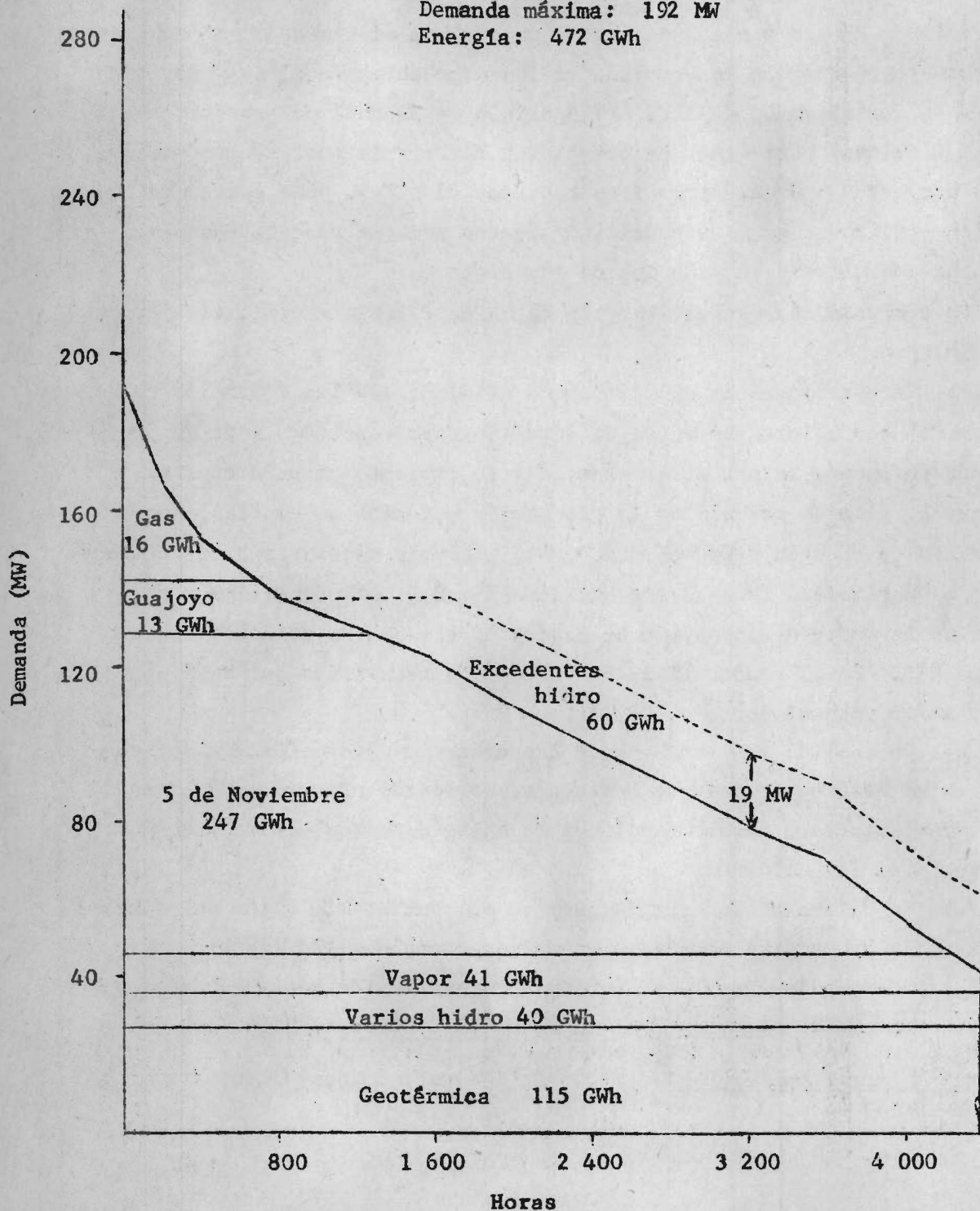
Gráfico 1

EL SALVADOR. SISTEMA CEL. OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESO DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa 1975)

Demanda máxima: 192 MW

Energía: 472 GWh



/Gráfico 2

Gráfico 2

EL SALVADOR: SISTEMA CEL. OPERACION DE LAS CENTRALES Y
EXCESO DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa 1977)

Demanda máxima: 238 MW
Energía: 586 GWh

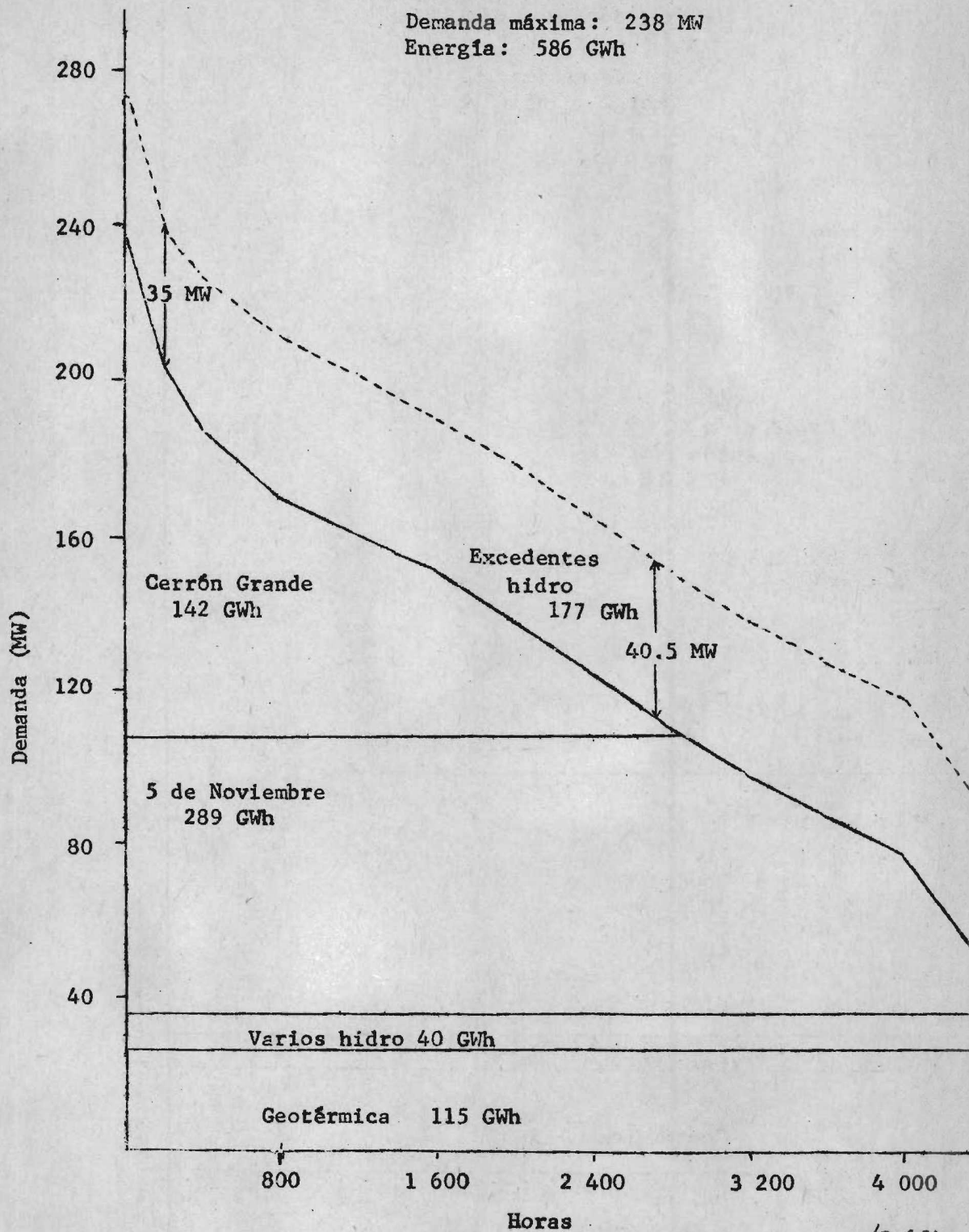
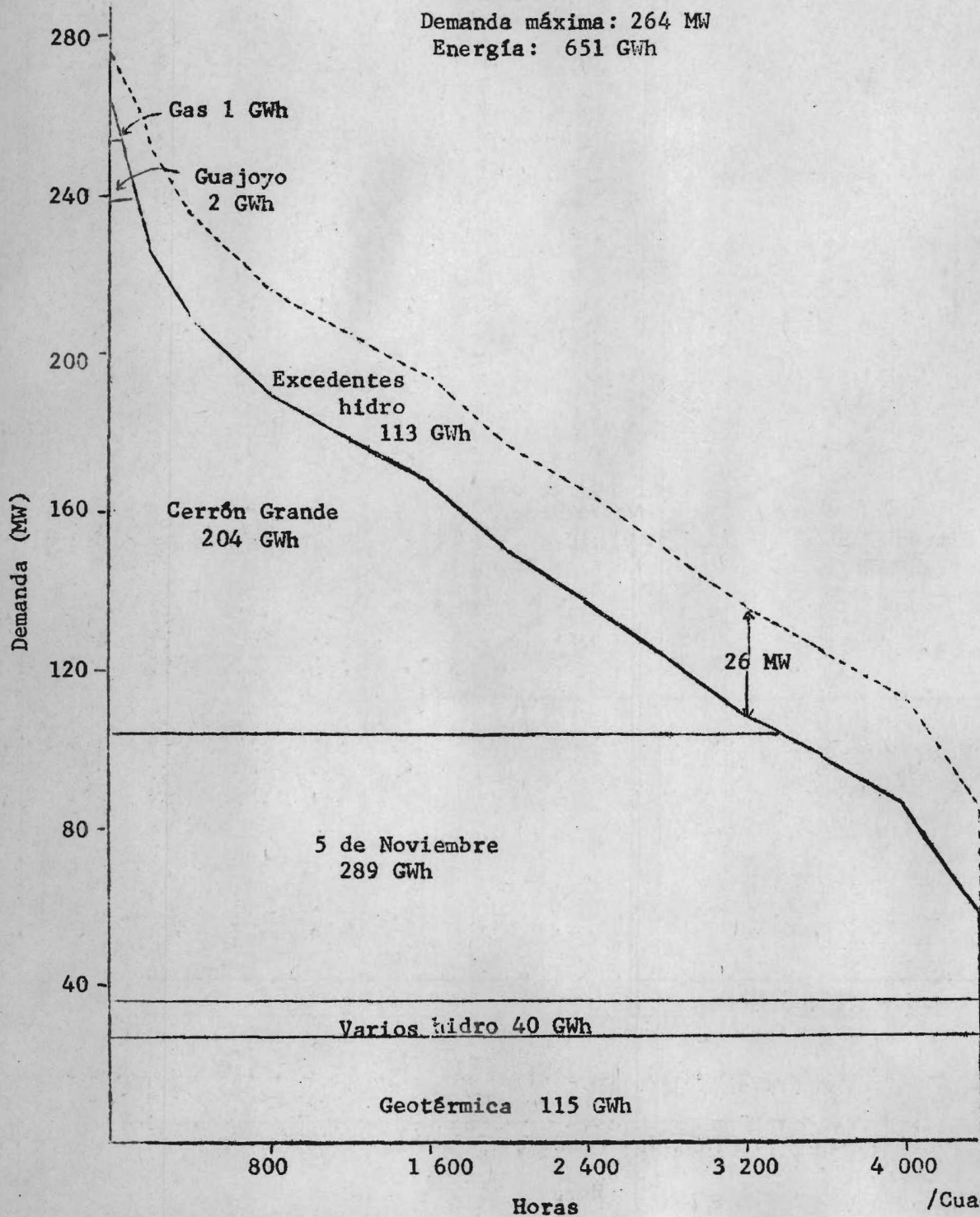


Gráfico 3

EL SALVADOR. SISTEMA CEL. OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCEDENTES DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa 1978)



Cuadro 11

EL SALVADOR: SISTEMA CEL. REQUERIMIENTOS, GENERACION Y
EXCEDENTES DE ENERGIA ESTACIONALES, 1975 A 1984

	Total	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
	<u>Estación lluviosa</u>										
Requerimientos	7 956	472	526	586	651	722	801	892	990	1 098	1 218
Disponibilidad											
Geotérmica	1 150	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Hidro	5 976	360	360	648	648	660	660	660	660	660	660
Vapor	3 535	238	238	238	238	238	238	469	469	469	700
Generación											
Geotérmica	1 150	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Hidro	5 546	300	353	471	535	607	652	648	660	660	660
Vapor	1 196	41	46	-	-	-	-	128	215	323	443
Gas	64	16	12	-	1	-	34	1	-	-	-
Excedentes											
Hidro	430	60	7	177	113	53	8	12	-	-	-
Vapor	2 339	197	192	238	238	238	238	341	254	146	257
Potencia promedio para la transmisión de excedentes hidro a Guatemala	-	19 ^{a/}	2	41	26 ^{b/}	12	2	3	-	-	-
	<u>Estación seca</u>										
Requerimientos	8 201	493	541	603	671	743	825	918	1 021	1 132	1 254
Disponibilidad											
Geotérmica	1 150	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Hidro	5 186	181	181	591	591	607	607	607	607	607	607
Vapor	3 494	238	238	238	238	238	238	428	469	469	700
Generación											
Geotérmica	1 150	55	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Hidro	4 989	181	181	488	550	561	600	607	607	607	607
Vapor	2 036	238	238	-	-	67	100	196	299	410	532
Gas	26	19	7	-	6	-	10	-	-	-	-
Excedentes											
Hidro	197	-	-	103	41	46	7	-	-	-	-
Vapor	1 458	-	-	238	238	171	138	232	170	59	168
Potencia promedio para la transmisión de excedentes hidro a Guatemala	-	-	-	24	10	11	2	-	-	-	-

Fuente: CEPAL, con base en proyecciones de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa y datos del Estudio de Factibilidad Proyecto Hidroeléctrico Cerrón Grande de Harza Engineering Company Int., Marzo 1972.

a/ Solamente durante 2 700 horas (véase el gráfico 1).

b/ Solamente durante 4 180 horas (véase el gráfico 3).

que podría ser reemplazada por la proveniente de centrales a vapor también de El Salvador (véanse los gráficos 4 a 7). Se estimó que la energía hidroeléctrica que podría ser colocada en el sistema de Guatemala sería 10 por ciento menor que los excedentes de El Salvador debido a pérdidas de transmisión (5 por ciento) y otros factores que no permitirían su aprovechamiento total.

Los resultados de este análisis indican que durante el período 1975-84 se podrían utilizar en el sistema de Guatemala 565 GWh de energía hidroeléctrica y 92 GWh de energía de vapor procedentes del sistema de El Salvador. La primera reemplazaría energía de vapor y la segunda, energía generada en turbinas de gas o unidades diesel. La potencia máxima de transmisión necesaria para transferir dicha energía sería del orden de los 40 MW. (Véase el cuadro 12.)

3. Desarrollo hidroeléctrico a largo plazo

En el capítulo VI de este documento se analizan, desde el punto de vista económico, las ventajas de la interconexión que se derivan directamente de compartir las reservas de potencia e intercambiar energía durante el período de diez años que examina este informe. Sin embargo, es también muy importante considerar las implicaciones de los programas de interconexión a más largo plazo.

Guatemala es el país que posee el mayor potencial hidroeléctrico susceptibles de utilización en el Istmo Centroamericano, a la vez que presenta en la actualidad el menor grado de aprovechamiento de sus recursos hidráulicos. Por otro lado, en El Salvador se advierte precisamente la condición inversa.

De inmediato la interconexión de los sistemas solucionaría un problema de demanda y suministro de potencia y energía en Guatemala. Ello permitiría a dicho país liberar fondos y centrar sus esfuerzos en el estudio y desarrollo de proyectos hidroeléctricos de mayor significación técnica y económica, a cuya viabilidad contribuiría la fusión de los mercados. De esta manera se facilitaría la utilización de amplios recursos inexplorados que

Gráfico 4

GUATEMALA. SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO. OPERACION
DE LAS CENTRALES. SOLUCION INDEPENDIENTE

(Estación lluviosa 1975)

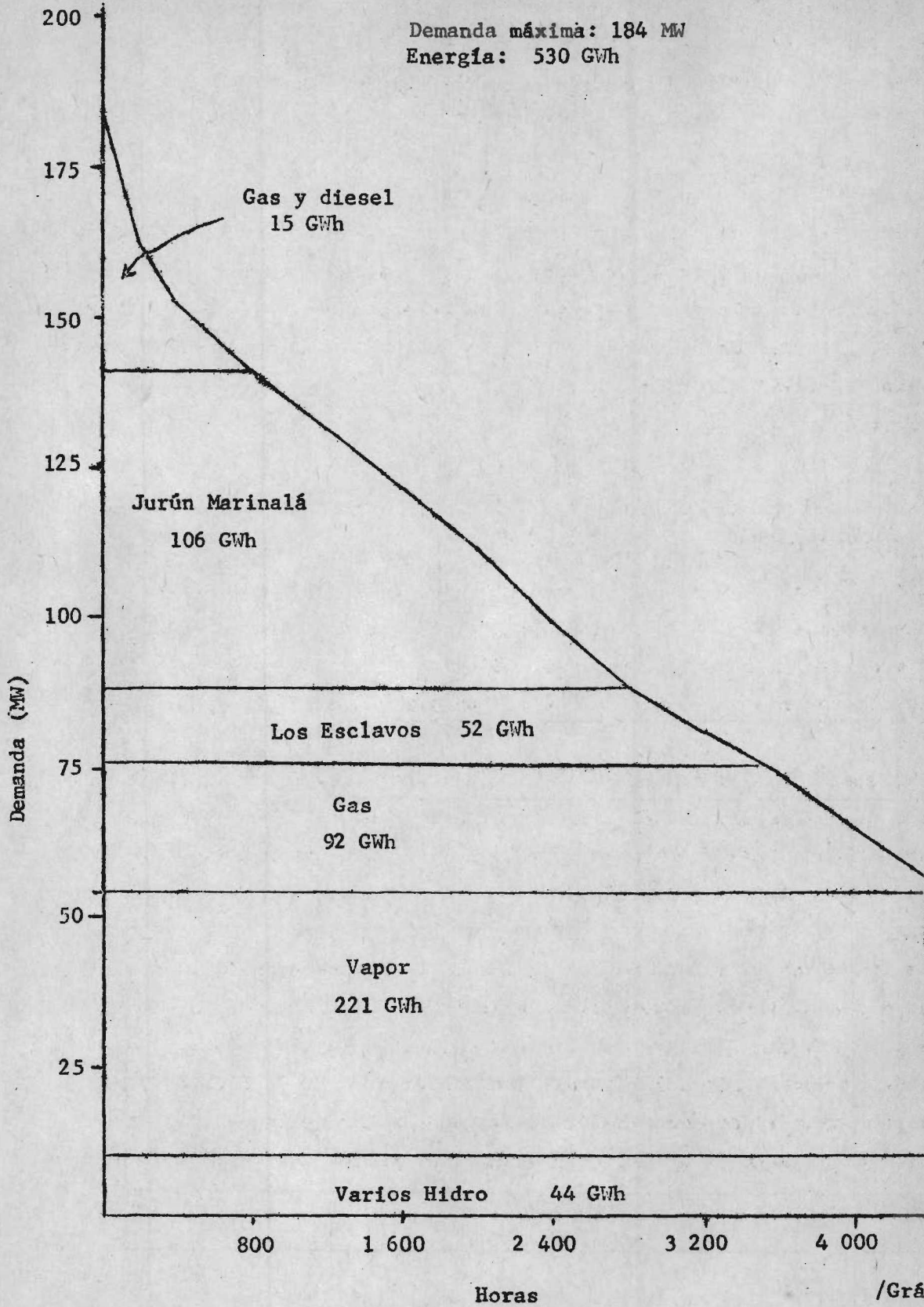


Gráfico 5

GUATEMALA. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. OPERACION
DE LAS CENTRALES Y UTILIZACION DE LA
ENERGIA IMPORTADA DE EL SALVADOR

(Estación lluviosa 1975)

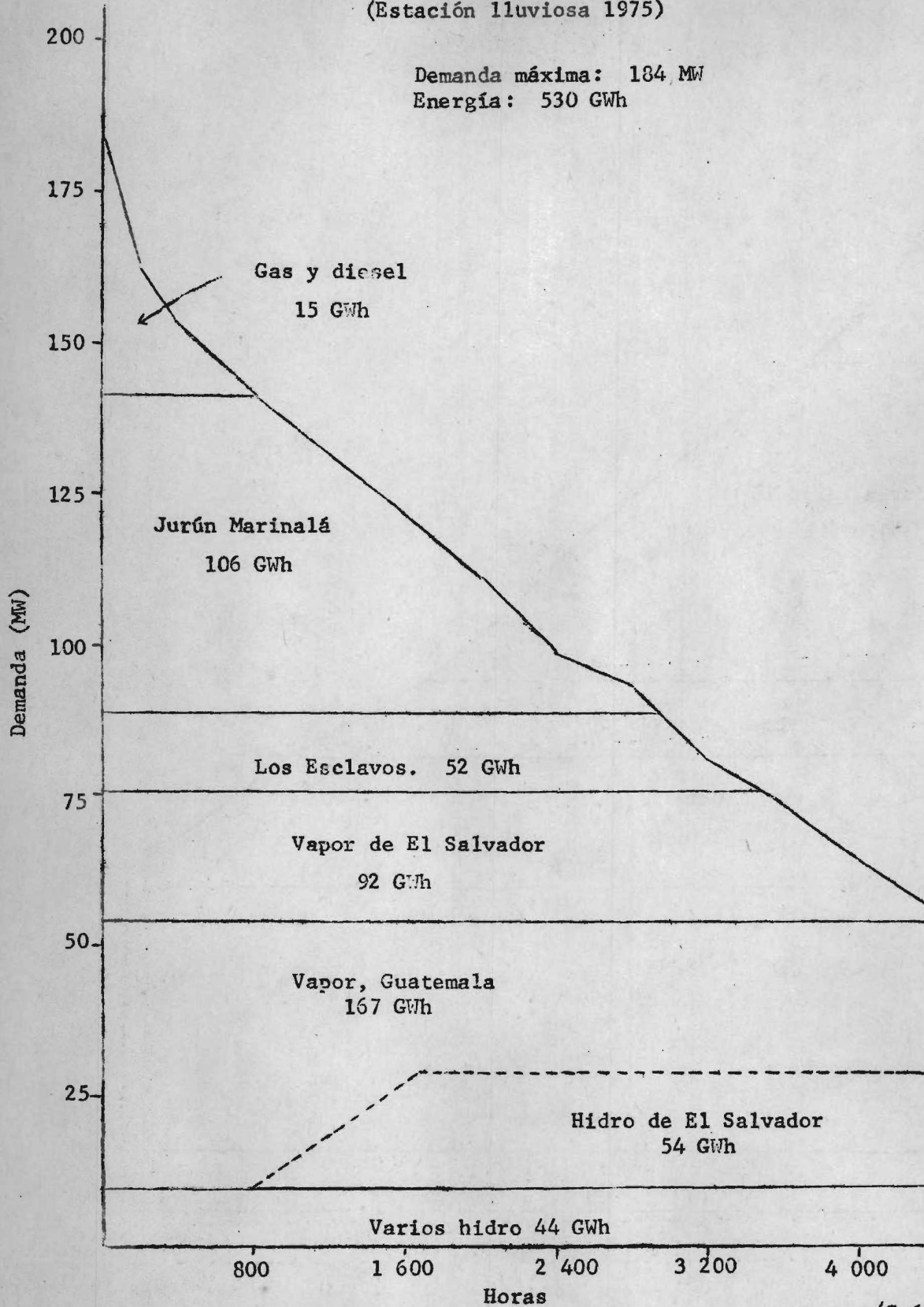


Gráfico 6

GUATEMALA. SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO. OPERACION
DE LAS CENTRALES Y UTILIZACION DE LA ENERGIA
IMPORTADA DE EL SALVADOR

(Estación lluviosa 1977)

Demanda máxima: 226 MW
Energía: 651 GWh

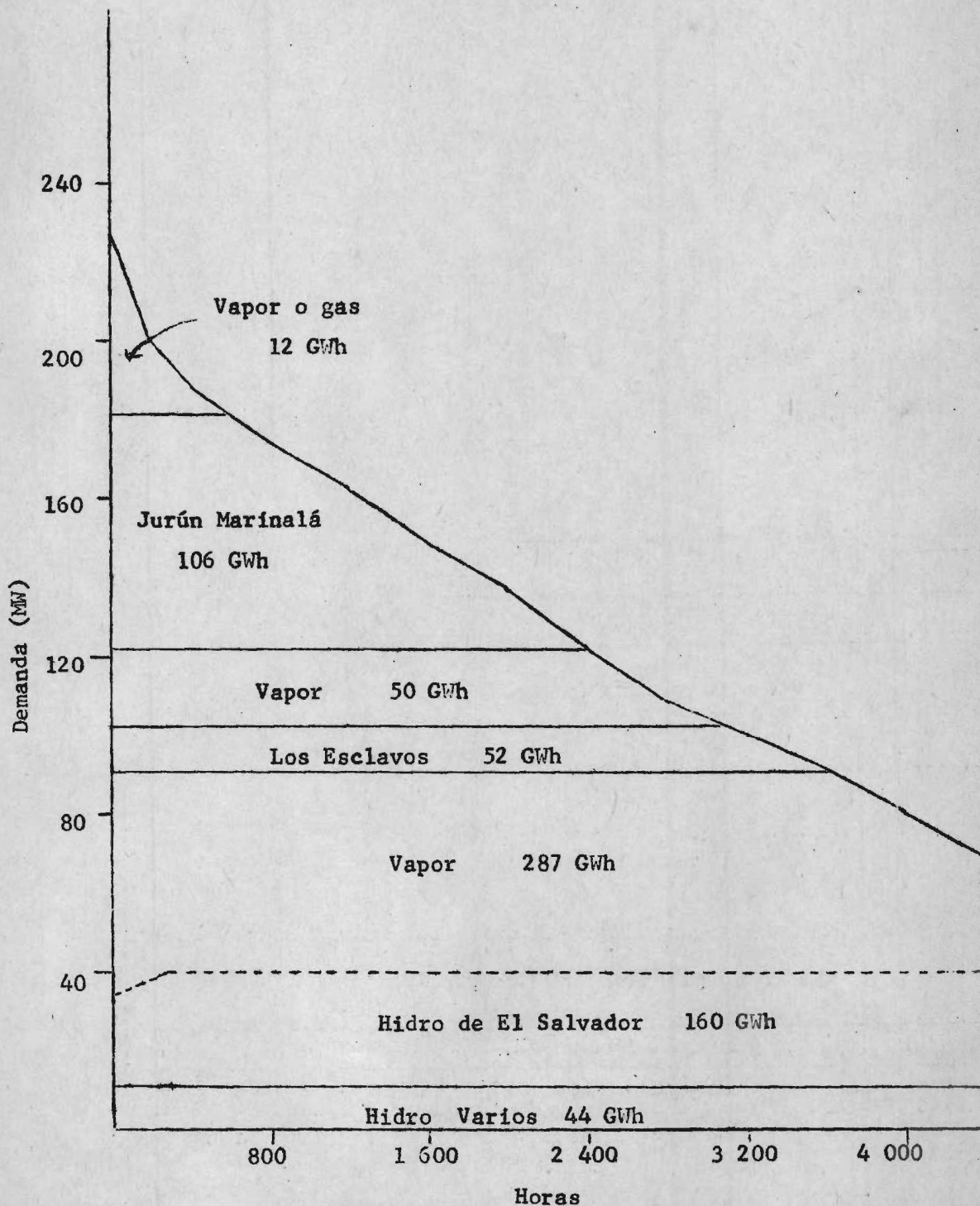


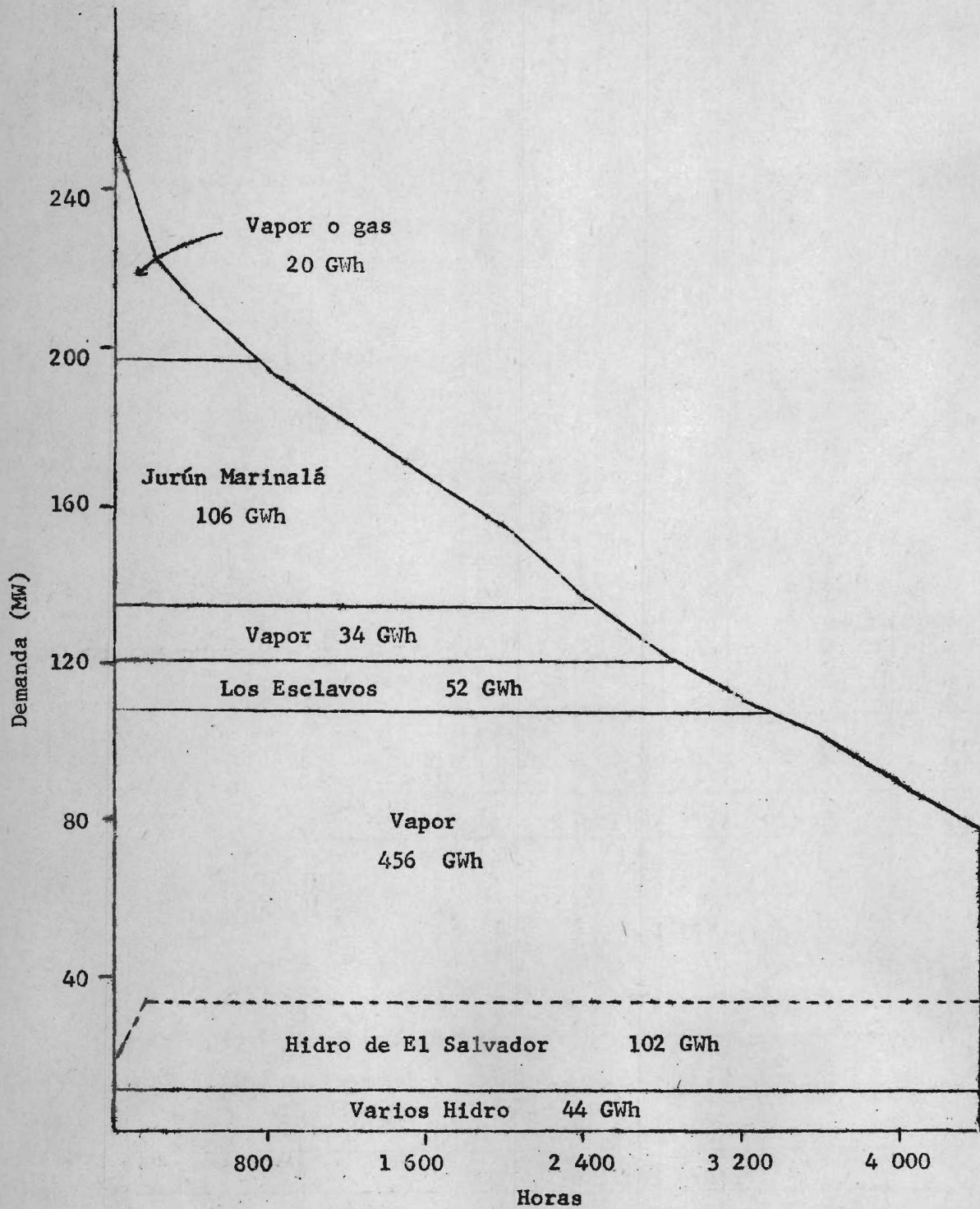
Gráfico 7

GUATEMALA. SISTEMA CENTRAL INTERCONECTADO. OPERACION DE LAS CENTRALES Y UTILIZACION DE LA ENERGIA IMPORTADA DE EL SALVADOR

(Estación lluviosa 1978)

Demanda máxima: 252 MW

Energía: 724 GWh



Cuadro 12

GUATEMALA-EL SALVADOR: EXCEDENTES DE ENERGIA EN EL SISTEMA CEL Y SU UTILIZACION EN EL SISTEMA CENTRAL DE GUATEMALA, 1975 A 1984

Año	Sistema CEL			Sistema Central - Guatemala	
	Excedentes hidro Energía (GWh)	Potencia para transmisión (MW)	Excedente de centra les a vapor a/ (GWh)	Energía ^{a/} reem- plazada por energía hidro de El Salvador (GWh)	Energía ^{b/} reem- plazada por energía de cen- trales de vapor de El Salvador (GWh)
<u>Total</u>	<u>627</u>	-	<u>3 687</u>	<u>565</u>	<u>92</u>
1975	60	19	194	54	92 ^{c/}
1976	7	2	181	6	-
1977	280	41	476	252	-
1978	154	26	476	139	-
1979	99	12	395	90	-
1980	15	2	360	13	-
1981	12	3	614	11	-
1982	-	-	406	-	-
1983	-	-	184	-	-
1984	-	-	401	-	-

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Energía de centrales de vapor.

b/ Energía de turbinas de gas y unidades diesel.

c/ Estación lluviosa.

incuestionablemente beneficiarían a Guatemala y a El Salvador. También es posible anticipar que la ejecución de dichos programas permitiría con el tiempo abatir sustancialmente los costos de generación de la energía eléctrica y crear economías externas para el desarrollo industrial y de múltiples actividades económicas. Por último, la complementación en el uso de los recursos tendería a equilibrar la balanza de pagos de energéticos entre los países participantes.

V. SISTEMA DE TRANSMISION

Los puntos recomendados en el estudio de la Empresa Eléctrica de Guatemala para interconectar los sistemas de transmisión de ambos países son Puerta Parada en la región suroriental de la ciudad de Guatemala, y Ahuachapán, en la zona noroccidental de El Salvador, donde estará localizada la planta geotérmica del mismo nombre. La longitud entre ambos puntos es de 120 km, correspondiendo aproximadamente 105 a territorio guatemalteco.

La línea que se propone construir en el estudio en referencia es de un circuito de 230 kV, con conductor ACSR de 795 mcm, soportada con estructuras de acero, y a un costo estimado de 3.4 millones de dólares. Además, sería necesario construir una subestación en cada uno de los sitios señalados, con un costo de 754 000 dólares para Guatemala y de 714 000 para El Salvador. Al respecto cabría formular los comentarios siguientes.

1. Aspectos de diseño

La consideración más importante en el diseño de líneas de transmisión de tensiones eléctricas menores es, por lo general, la regulación de voltaje. Una vez establecido el valor de regulación permitido se procede a seleccionar el voltaje nominal y el calibre del conductor apropiados para transmitir la carga de diseño, basándose en última instancia en consideraciones de carácter económico.

Para líneas de voltajes mayores, la consideración principal la constituye generalmente la cuantificación de las pérdidas de potencia y energía, o sea la eficiencia de la línea. Usualmente, una vez establecidos la regulación de voltaje y el límite en las pérdidas aludidas se puede determinar la capacidad de la misma para transferir potencia, la que en casos de líneas muy largas es afectada, además, por problemas de estabilidad eléctrica.

Cuando se trata de líneas de longitudes moderadas como la que nos ocupa, los principales aspectos a considerar son la caída de voltaje y las pérdidas de potencia. A este respecto, cálculos preliminares de

/diseño

diseño que asumen un factor de potencia unitario en el lado de recibo y conductores del calibre propuesto, demuestran que para transmitir una carga máxima de 100 MW a 230 kV, la regulación de voltaje sería aproximadamente de un 1 por ciento y las pérdidas de potencia del orden de un 2 por ciento, ambos valores muy por debajo de los máximos permitidos por las normas usuales para este tipo de instalaciones, que son del 10 al 15 por ciento para el primero y de 5 a 10 por ciento para el segundo, en condiciones de carga máxima. Una línea como la propuesta podría transmitir más de 200 MW sin sobrepasar el 10 por ciento de regulación de voltaje ni el mismo porcentaje de pérdidas de potencia.

En lo referente a pérdidas reactivas, la línea propuesta tampoco presentaría problemas, pues éstas serían negativas para potencias transmitidas menores de 110 MW.

Como las estimaciones de transferencia de potencia y energía entre ambos países señalan que una potencia máxima de diseño de 100 MW sería suficiente, consideraciones de carácter técnicoeconómico aconsejarían pensar en un voltaje nominal menor de 230 kV, como es el de 138 kV. En ese caso, la regulación de voltaje y las pérdidas de potencia serían menores del 10 por ciento para transmitir 100 MW; sería necesario, sin embargo, compensar las pérdidas reactivas mediante la instalación de equipo apropiado. Dicha compensación no sería necesaria si se transmitieran menos de 90 MW.

La selección del voltaje para esta línea afecta considerablemente los costos de las subestaciones que será necesario construir en los puntos de interconexión. En Ahuachapán habría que instalar un autotransformador para convertir el voltaje a 115 kV, que será la tensión eléctrica de ese punto y en Puerta Parada se ha propuesto construir una subestación con un autotransformador de 230 a 69 kV, para suministrar la energía a la Empresa Eléctrica de Guatemala.

2. Costos de inversión

El cuadro 13 muestra en términos comparativos algunas estimaciones de costos de la línea de transmisión y de las dos subestaciones. Primero

Cuadro 13

COSTOS DE INVERSION ESTIMADOS PARA LA LINEA DE
TRANSMISION Y SUBESTACIONES^{a/}

(Miles de dólares)

	EEG ^{b/}	CEPAL	
	(230 kV)	138 kV	230 kV
Línea de transmisión			
Topografía y similares	96	51	72
Estructuras	1 811	1 051	1 428
Conductores y herrajes	1 019	478	648
Costos indirectos	490	280	372
Compensación reactiva	-	100	-
Subtotal línea	<u>3 416</u>	<u>1 960</u>	<u>2 520</u>
Sección Guatemala (87.5 por ciento)	<u>2 989</u>	<u>1 715</u>	<u>2 205</u>
Sección El Salvador (12.5 por ciento)	<u>427</u>	<u>245</u>	<u>315</u>
Costo resultante por kilómetro de línea	<u>28.5</u>	<u>15.6</u>	<u>21.0</u>
Subestación Puerta Parada			
Instalación básica	-	78	105
Sección de línea (primario)	176	105	210
Autotransformador	425	310	473
Sección de línea (69 kV)	55	60	60
Comunicación y control	98	75	75
Subtotal Subestación Guatemala	<u>754</u>	<u>628</u>	<u>923</u>
Subestación Ahuachapán			
Instalación básica	-	-	-
Sección de línea (primario)	177	105	210
Autotransformador	378	160	385
Sección de línea (115 kV)	61	105	105
Comunicación y control	98	75	75
Subtotal Subestación El Salvador	<u>714</u>	<u>405</u>	<u>698</u>
Total	<u>4 884</u>	<u>2 993</u>	<u>4 141</u>

a/ Incluyen costos del equipo, costos directos de construcción, gastos imprevistos, gastos indirectos (ingeniería, supervisión y administración) e intereses durante la construcción.

b/ Estudio de factibilidad de la línea de interconexión entre el Sistema Central Interconectado de Guatemala y C.E.L. de El Salvador, agosto de 1973.

/aparecen

aparecen las del estudio de la EEG y seguidamente las correspondientes a los índices de costos que han sido estimados por la CEPAL con base en diversos estudios realizados con anterioridad.^{5/}

Se observa en este cuadro una diferencia considerable entre las estimaciones relativas a la línea de transmisión, que convendría investigar en detalle. No obstante, al considerar el costo total la diferencia se reduce. Puede afirmarse, en términos generales, que la diferencia en el costo de inversión de una línea de 230 kV comparada con una de 138 es, para este caso, del orden de un millón de dólares.

Conviene hacer notar, asimismo, que en la subestación de Puerta Parada se ha incluido el costo de un autotransformador y una sección de línea a 69 kV, que no corresponderían cargar en rigor a las obras de interconexión, sino a las inversiones normales de expansión del Sistema Central de Guatemala, puesto que en cualquier circunstancia sería necesario aumentar la capacidad de transformación del INDE para suplir la energía a la EEG, sea cual fuere el origen de la misma. El monto por dichos conceptos asciende a 530 000 dólares en el caso de la línea de 230 kV y a 370 000 de elegirse de 138 kV.

3. Gastos de operación y mantenimiento

Asegurar la calidad y continuidad del servicio de cualquier sistema de transmisión exige realizar gastos de mantenimiento; en un sistema interconectado es necesario, además, incluir una suma adicional para cubrir los costos de la coordinación de actividades. Con base en estudios anteriores

5/ Procedimiento para la estimación de costos de proyectos hidroeléctricos en el Istmo Centroamericano (E/CN.12/CCE/SC.5/GRIE/II/2; TAO/LAT/112), mayo de 1971. La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Evaluación de interconexiones para sistemas eléctricos combinados (CEPAL/MEX/69/20), agosto de 1969.

efectuados en la región,^{6/} y se puede estimar conservadoramente que los gastos de operación y mantenimiento para este tipo de instalaciones ascienden aproximadamente al uno por ciento de la inversión total, a lo cual se añadirían alrededor de 40 000 dólares para cubrir los costos de coordinación aludidos. Dicha suma sería entonces del orden de los 70 000 dólares anuales para un sistema de 138 kV y de 81 000 para uno de 230 kV.

6/ Atitlán Project. Feasibility Report, Electro-Watt Engineering Services, noviembre de 1971; La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Evaluación de interconexiones para sistemas eléctricos combinados, Op. cit.

VI. CONSIDERACIONES ECONOMICAS

En los capítulos anteriores se ha indicado la existencia de energía excedente de bajo costo en el sistema CEL de El Salvador y las posibilidades de su utilización en el Sistema Central Interconectado de Guatemala. Además se demuestra que una línea de interconexión entre los dos sistemas permitiría reducir la potencia en unidades de alto costo de generación (diesel y gas) que deberán ser instaladas en el sistema de Guatemala en 1975 y 1979 a fin de mantener una reserva de potencia que permita asegurar la continuidad de los servicios a los consumidores.

Para obtener una estimación preliminar de los beneficios económicos que la interconexión representaría para los dos países se evaluaron los ahorros y los gastos que implica la interconexión. (Véase el cuadro 14.) Los primeros estarían representados por los siguientes renglones:

- a) Disminución en gastos de combustible en Guatemala al reemplazar energía térmica de vapor por energía hidroeléctrica excedente de El Salvador;
- b) Disminución en gastos de combustible en Guatemala al reemplazar energía térmica de unidades de gas y diesel por energía térmica de centrales a vapor de El Salvador;
- c) Disminución en inversiones y costos fijos de operación y mantenimiento de 44 MW en unidades diesel y de gas que Guatemala deberá instalar en 1975 y 1979 para satisfacer la demanda del Sistema Central. Si se realiza la interconexión para 1975, estas unidades podrían ser eliminadas ya que la reserva del Sistema Central sería suministrada, en parte, por el Sistema CEL.

En lo que se relaciona a erogaciones que implica la interconexión, se toman en cuenta: a) la inversión en obras de interconexión (línea y subestaciones); b) los gastos de operación y mantenimiento de dichas obras, y c) el combustible que utilizaría el Sistema CEL para generar energía adicional de sus centrales a vapor, que reemplazaría energía de turbinas de gas y de unidades diesel en Guatemala.

Los ahorros netos (ahorros menos gastos) durante el período de diez años que analiza este informe (1975-84) ascienden a la suma de 5.9 millones

Cuadro 14

GUATEMALA-EL SALVADOR: VALOR PRESENTE DE LOS AHORROS NETOS
DE LA INTERCONEXION, 1975 A 1984

(Miles de dólares)

	Total	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
I. Ahorros	<u>11 570</u>	<u>4 812</u>	<u>121</u>	<u>1 868</u>	<u>1 176</u>	<u>2 917</u>	<u>253</u>	<u>183</u>	<u>80</u>	<u>80</u>	<u>80</u>
Disminución en generación térmica en Guatemala											
Centrales a vapor	4 911	561	65	1 812	1 120	1 077	173	103	-	-	-
Gas y diesel	835	835	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disminución en inversiones											
Unidades diesel, 28 MW	3 360	3 360									
Turbina de gas, 16 MW	1 760					1 760					
Disminución en gastos fijos de operación y mantenimiento											
Unidades diesel, 28 MW	560	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
Turbina de gas, 16 MW	144					24	24	24	24	24	24
II. Gastos	<u>5 651</u>	<u>4 922</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>
Obras de interconexión ^{a/}											
Inversión	4 141	4 141									
Gastos de operación y mantenimiento	810	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Combustible adicional en El Salvador	700	700									
III. Ahorros netos (I - II)	<u>5 919</u>	<u>-110</u>	<u>40</u>	<u>1 787</u>	<u>1 095</u>	<u>2 836</u>	<u>172</u>	<u>102</u>	<u>-1</u>	<u>-1</u>	<u>-1</u>
IV. Valor presente a 1975 de los ahorros netos a:											
40 por ciento	2 014	-110	29	912	399	738	32	14	0	0	0
60 por ciento	1 334	-110	25	698	267	433	16	6	0	0	0

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.
a/ Línea de interconexión a 230 kV.

de dólares. Actualizados a diferentes tasas de interés (véase de nuevo el cuadro 14) se concluye que la rentabilidad del proyecto es superior al cien por ciento.

Los cálculos sobre los beneficios y rentabilidad de la inversión se basan en obras de interconexión a 230 kV. Tal como se menciona en el capítulo anterior, la potencia y la energía que serían transmitidas justifican pensar en la conveniencia de construir una línea de menor voltaje (138 kV). Si estudios más detallados demostrasen que el proyecto es técnicamente factible a ese voltaje menor, la rentabilidad del mismo aumentaría considerablemente.

Si el programa de ampliaciones del INDE fuese alterado y en lugar de las unidades diesel de 28 MW proyectadas para 1975 se instalase una unidad de gas de 20 MW y otra igual en 1979 en lugar de la de 16 MW, disminuirían los ahorros en inversiones originados en la interconexión. El análisis económico del proyecto indica que, aun en este caso, la rentabilidad sería ligeramente superior al 60 por ciento. (Véase el cuadro 15.)

Las disminuciones en los gastos de combustible y en las inversiones y costos fijos de operación y mantenimiento de las unidades diesel y de gas significarían para Guatemala un ahorro de divisas de aproximadamente 9.4 millones de dólares. Tomando en cuenta los gastos en las obras de interconexión, se obtendría un ahorro neto de 6.9 millones de dólares (véase el cuadro 16).

Cuadro 15

GUATEMALA-EL SALVADOR: VALOR PRESENTE DE LOS AHORROS NETOS
DE LA INTERCONEXION, 1975 A 1984^{a/} PROGRAMA DE
ADICIONES DEL SISTEMA INDEPENDIENTE MODIFICADO^{b/}

(Miles de dólares)

	Total	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
I. Ahorros	<u>10 626</u>	<u>3 626</u>	<u>95</u>	<u>1 842</u>	<u>1 150</u>	<u>3 337</u>	<u>233</u>	<u>163</u>	<u>60</u>	<u>60</u>	<u>60</u>
Disminución en generación térmica en Guatemala											
Centrales a vapor	4 911	561	65	1 812	1 120	1 077	173	103	-	-	-
Gas y diesel	835	835	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disminución en inversiones											
Turbina de gas, 20 MW	2 200	2 200									
Turbina de gas, 20 MW	2 200					2 200					
Disminución en gastos fijos de operación y mantenimiento											
Turbina de gas, 20 MW	300	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Turbina de gas, 20 MW	180					30	30	30	30	30	30
II. Gastos	<u>5 651</u>	<u>4 922</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>	<u>81</u>
Obras de interconexión											
Inversión	4 141	4 141									
Gastos de operación y mantenimiento	810	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Combustible adicional en El Salvador	700	700									
III. Ahorros netos (I - II)	<u>4 975</u>	<u>-1 296</u>	<u>14</u>	<u>1 761</u>	<u>1 069</u>	<u>3 256</u>	<u>152</u>	<u>82</u>	<u>-21</u>	<u>-21</u>	<u>-21</u>

/ (continúa)

Cuadro 15 (Conclusión)

	Total	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
IV. Valor presente a 1975 de los ahorros netos a:											
40 por ciento	884	-1 296	10	898	389	847	28	11	-2	-1	-1
50 por ciento	176	-1 296	9	688	261	497	14	5	-1	-1	0
65 por ciento	48	-1 296	8	647	238	439	12	1	-1	0	0

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Línea de interconexión a 230 kV.

b/ Turbinas de gas de 20 MW en 1975 y 1979 en lugar de 28 MW diesel y 16 MW gas.

Cuadro 16

GUATEMALA: AHORRO NETO EN DIVISAS Y MONEDA LOCAL, 1975 A 1984

(Miles de dólares)

	Divisas	Moneda local
I. Ahorro bruto	9 408	2 162
Disminución en generación en centrales de vapor	4 420	491
Disminución en generación en centrales diesel y de gas	751	84
Inversión en unidades generadoras		
Diesel, 28 MW	2 688	672
Gas, 16 MW	1 408	352
Gastos fijos de operación y mantenimiento		
Diesel, 28 MW	112	448
Gas, 16 MW	29	115
II. Gastos	2 488	1 349
Obras de interconexión		
Inversión	2 346	782
Gastos fijos de mantenimiento	142	567
III. Ahorro neto (I-II)	6 920	813

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Conclusiones

a) La interconexión de los sistemas eléctricos de Guatemala y El Salvador permitiría la sustitución de energía más cara de Guatemala por energía más barata de El Salvador. Específicamente, energía generada en plantas de vapor, gas y diesel en Guatemala, por energía de centrales de vapor, geotérmicas o hidroeléctricas de El Salvador. Esto significaría para Guatemala un ahorro de 5.7 millones de dólares en un período de diez años (1975-84).

b) Para El Salvador, la interconexión haría viable aprovechar excedentes energéticos generados a costos marginales para vendérselos a Guatemala.

c) Ambos países podrían, además, compartir fuertes reservas de potencia al sumarse las capacidades de sus sistemas independientes y constituir una sola reserva interconectada. Ello permitiría a Guatemala eliminar la instalación de 28 MW en unidades diesel en 1975 y 16 MW en una turbina de gas en 1979.

d) Los beneficios de la interconexión que se propone se basan únicamente en el intercambio de energía y el aprovechamiento de reservas conjuntas, sin alterar fundamentalmente los programas de desarrollo de cada sistema ni la autosuficiencia de cada uno de ellos.

e) Consideraciones de tipo económico indican que el proyecto de interconexión sería altamente rentable para ambos sistemas. La rentabilidad sería superior al 60 por ciento como mínimo.

f) Para que los beneficios anteriores sean aprovechados completamente es necesario que las obras de interconexión estén terminadas en el primer semestre de 1975.

g) La línea de transmisión a 138 kV podría transportar alrededor de 90 MW sin compensación y unos 100 MW con compensación del 20 por ciento. Una línea de 230 kV tendría una capacidad de transporte superior a los 200 MW pero costaría unos 5 000 dólares más por kilómetro. La decisión deberá tomarse al diseñar la línea.

/2. Recomendaciones

2. Recomendaciones

a) Iniciar a la brevedad posible, el diseño definitivo de la línea de transmisión y las subestaciones, con el objeto de determinar el voltaje nominal más apropiado, así como las especificaciones detalladas de todos los componentes del sistema, lo que permitirá además estimar con mayor precisión los costos e iniciar los trabajos con la anticipación necesaria para que las obras se completen en el primer semestre de 1975.

b) Gestionar cuanto antes las líneas de crédito ante el Banco Centroamericano de Integración Económica, con el objeto de obtener el financiamiento para las obras de interconexión en tiempo oportuno. Esta institución ha expresado interés por apoyar proyectos de esta naturaleza, y ha ofrecido considerar de inmediato la solicitud que le formulen los gobiernos de Guatemala y El Salvador para el financiamiento de este proyecto.

c) Comenzar de inmediato las gestiones tendientes a la aprobación de un convenio intergubernamental que permita a las instituciones encargadas del sector eléctrico en los dos países llevar a cabo negociaciones directas para suscribir contratos para la realización de obras de interconexión y la compraventa de energía.

d) Analizar las posibilidades de impulsar en el futuro un desarrollo coordinado de los sistemas eléctricos y un aprovechamiento conjunto de los energéticos a fin de obtener mayores beneficios de la complementación de recursos naturales y financieros.

