NACIONES UNIDAS

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL

LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/V/6
Octubre de 1978

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS
Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE)

Quinta reunión
(Guatemala, Guatemala, 17 al 19 de octubre de 1978)

PROYECTO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Informaciones básicas para los estudios de desarrollo a largo plazo y de operación simulada

78-10-619-70

INDICE

/INTRODUCCION

INTRODUCCION

Durante la Cuarta Reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (GRIE), celebrada en Panamá del 24 al 26 de febrero de 1977 y en las reuniones interagenciales realizadas con posterioridad a esa fecha[1/] se definieron tanto la metodología que se aplicaría en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (PRICA) como los procedimientos operativos y las fuentes de financiamiento.

Sobre la metodología[2/] se decidió, a grandes rasgos:

a) Realizar un estudio de programación a largo plazo destinado a determinar las instalaciones de generación para cada uno de los países y para diferentes alternativas de interconexión, mediante la utilización de un modelo de Programación Lineal denominado Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI).[3/] Con este modelo se podrán obtener los programas de instalaciones más económicos por períodos globales de 3 a 5 años;

b) Determinar la fecha precisa de la puesta en servicio de las instalaciones; simular la operación de los sistemas aisladamente y de las diferentes alternativas de interconexión mediante la utilización del modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package)[4/] cedido por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) y adaptado especialmente para el PRICA en un programa conjunto OIEA-CEPAL.[5/]

c) Establecer el costo del sistema internacional de transmisión para lo cual se estudiará el desarrollo aislado de los sistemas eléctricos de los países y luego se definirán los sistemas de transmisión necesarios para efectuar las transferencias de energía que resulten con cada una de las alternativas de interconexión. Para esta etapa se preparará un

1/ Celebradas en Washington, D. C. y en El Salvador.
2/ Análisis comparativo de las metodologías SIPSE, WASP y MGI para su aplicación en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/4), febrero, 1977.
3/ Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) para los Sistemas Eléctricos del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/5), febrero de 1977.
4/ Wien Automatic System Planning Package (WASP) - An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.2), enero de 1977.
5/ Modificaciones introducidas al modelo WASP para su utilización en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/V/5), agosto de 1978.

/programa

programa de computación (TRANSF) destinado a evaluar las transferencias de energía;

d) Estimar los beneficios de la interconexión calculando la diferencia entre los costos totales actualizados de los programas de desarrollo eléctrico de los países aislados y los correspondientes a las diferentes alternativas de interconexión, incluyendo el costo de la red internacional de transmisión.

Respecto de los procedimientos operativos se decidió:

a) Formar un equipo de trabajo dirigido por la Subsede de la CEPAL en México, oficina encargada de ejecutar el estudio;

b) Firmar un contrato con la Montreal Engineering Company Limited (MONENCO), empresa consultora que ejecutaría los siguientes estudios básicos:

- Actualización de los estudios de la demanda eléctrica
- Actualización de los costos de los proyectos hidroeléctricos identificados en el área
- Estimación de los costos y características técnicas de alternativas termoeléctricas
- Ejecución de los estudios de los sistemas de transmisión y análisis de los principios que regirían el despacho de carga del sistema interconectado

c) Formalizar un contrato con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENDESA) de Chile, con el fin de obtener la asesoría de un experto en modelos matemáticos de planeación del sector eléctrico.

Se decidió también realizar reuniones del GRIE en momentos claves de la ejecución del estudio con objeto de que las empresas eléctricas del Istmo, sean informadas, en forma oportuna y con el adecuado detalle, de los datos y criterios en que se está basando la ejecución del PRICA.

El objeto de este informe es presentar a la Quinta Reunión del GRIE, un resumen de la información básica que se utilizará principalmente en los estudios de definición de los programas de desarrollo a largo plazo y en parte de los estudios de operación simulada de los sistemas.

Los antecedentes contenidos en este informe se complementan y detallan con los siguientes informes:

1. Actualización de los estudios de mercado (borrador) Montreal Engineering Company Limited (MONENCO), julio de 1978.

2. Costos

2. Costos de inversión, operación y mantenimiento y características técnicas de alternativas termoeléctricas (borrador) Montreal Engineering Company Limited (MONENCO), julio de 1978.

3. Costos preliminares para líneas de transmisión y subestaciones (borrador) Montreal Enginnering Company Limited (MONENCO), julio de 1978.

4. Costos de inversión, operación y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos (borrador) Montreal Engineering Company Limited (MONENCO), agosto de 1978.

5. Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Análisis, extensión y generación sintética de las series hidrológicas para los proyectos considerados en el estudio (CCE/SC.5/GRIE/V/3), marzo de 1978.

6. Preparación de curvas de duración de potencia para la utilización del Modelo WASP (CCE/SC.5/GRIE/V/4), julio de 1978.

7. Modificaciones introducidas al Modelo WASP para su utilización en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/V/5), agosto de 1978.

Los estudios mencionados se enviaron oportunamente a las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano participantes en el Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica (PRICA).

/I. PROYECCIONES

I. PROYECCIONES DE LA DEMANDA

1. Generalidades

Debido a que al proyectar los consumos de dos sistemas que crecen con diferentes tasas para períodos de 15 o 20 años pueden obtenerse diferencias de energía de gran magnitud, las conclusiones del estudio de interconexión dependen en gran medida de las proyecciones de la demanda de energía eléctrica de cada país que se adopten para el análisis de los posibles intercambios de energía.

Para asegurar dentro de lo posible el mayor grado de homogeneidad en las previsiones de demanda, se consideró necesario efectuar un estudio de revisión y actualización de las proyecciones existentes en cada país que, cubriendo el período considerado en el estudio de interconexión, hiciera especial énfasis en tratar de asegurar que las demandas de energía proyectadas sean compatibles con las perspectivas de crecimiento de cada país en particular y de la región en su conjunto. Adicionalmente se analizaron características de la demanda y sus variaciones durante el año y se desagregaron las demandas por centros de consumo, trabajo básico para la planificación de los medios de generación y del sistema de transmisión.

El estudio mencionado fue realizado por MONENCO con base en informaciones proporcionadas por las empresas eléctricas, entre las cuales cabe citar los informes más recientes sobre el tema:

Guatemala: Plan Maestro de Electrificación Nacional, Vol. II, Sociedad Alemana de Cooperación Técnica, LTD. Consorcio Lahmeyer, Salzgitter, Fichtner, (julio de 1977), cubriendo el período 1976-2000.

El Salvador: San Lorenzo Project, Harza Engineering Company, julio de 1976, cubriendo el período 1977-1985.

Honduras; System Optimization Study, Vol. I, Ebasco Services Incorporated, septiembre de 1976, cubriendo el período 1976-1995.

Nicaragua: Copalar Feasibility Study, Appendix C. Canadian International Project Managers, Ltd., junio de 1977, cubriendo el período 1976-1990.

/Costa Rica

Costa Rica: Mercado eléctrico, 1977, Instituto Costarricense de Electricidad, cubriendo el período 1976-1990.

Panamá: Master Electrification Plan, Vol. III, agosto de 1976, Chas T. Main International Inc., cubriendo el período 1975-1994.

Por su parte la CEPAL realizó un estudio de la forma de las curvas de carga, con base en informaciones del año 1977 suministradas por los países.

2. Proyecciones globales de potencia y energía

Se revisaron los estudios de demanda existentes y se extendieron hasta el año 2000 mediante un análisis económico nacional y regional con el fin de obtener proyecciones de mercado compatibles entre países. Las bases para esta proyección son la evaluación de las tendencias de crecimiento de la población y del desarrollo urbano realizada por el CELADE,[1/] y las perspectivas del crecimiento económico según proyecciones de la CEPAL. Con estos antecedentes se efectuaron proyecciones de la demanda eléctrica para los principales sectores del consumo (industrial, comercial, residencial y servicios públicos). Las tasas de crecimiento económico fueron utilizadas para correlacionar el crecimiento de la demanda total con el producto interno bruto a fin de verificar que el crecimiento del mercado eléctrico fuese compatible con el desarrollo proyectado de la economía nacional. Las cargas importantes aisladas, tales como consumos industriales y mineros, así como el de la Zona del Canal en Panamá, merecieron tratamiento especial en atención a que su inclusión dentro del consumo nacional deformaría las comparaciones entre países.

Los resultados de la revisión de demanda se presentan en el cuadro 1, mientras que en el cuadro 2 se presenta un resumen de las tasas de crecimientos por sectores de consumo.

3. Distribución de las demandas por centros de carga

Los estudios de análisis de flujos de carga y de transferencia de energía requieren la estimación previa de la forma en que se distribuye la carga entre los diversos centros de consumo. Con el objeto de efectuar esta distribución se identificaron los nodos existentes y futuros de cierta

1/ Centro Latinoamericano de Demografía.

/Cuadro 1

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE DEMANDAS Y REQUERIMIENTOS DE GENERACION a/

Año	Total		Guatemala c/		El Salvador c/		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá d/	
	Energía (GWh)	Demanda no coincidente b/ (MW)	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
1976	7 107	1 338	1 015	200	1 095	224	540	98	930	170	1 587	306	1 937	340
1977	7 856	1 470	1 171	237	1 276	253	628	114	1 031	185	1 688	326	2 062	355
1978	8 765	1 631	1 409	273	1 462	289	716	130	1 140	204	1 846	357	2 188	378
1979	9 824	1 821	1 730	328	1 663	329	817	149	1 261	225	2 027	392	2 326	398
1980	11 031	2 030	1 998	361	1 904	377	939	171	1 395	250	2 319	447	2 476	424
1981	12 095	2 224	2 194	398	2 118	419	1 053	192	1 543	275	2 543	491	2 644	449
1982	13 279	2 448	2 417	441	2 417	478	1 164	212	1 760	305	2 743	530	2 828	482
1983	14 443	2 659	2 674	490	2 614	517	1 288	234	1 876	335	2 962	572	3 029	511
1984	15 747	2 897	2 981	547	2 832	560	1 420	258	2 063	367	3 201	617	3 250	548
1985	17 265	3 235	3 330	615	3 072	608	1 567	285	2 271	405	3 463	669	3 562	653
1986	19 649	3 580	3 659	677	3 330	659	1 715	312	2 502	446	3 774	729	4 669	757
1987	21 872	3 964	4 024	747	3 615	715	1 880	342	2 757	492	4 079	788	5 517	880
1988	24 097	4 355	4 842	882	3 928	777	2 061	375	3 041	541	4 411	850	5 814	930
1989	26 105	4 738	5 294	970	4 273	845	2 265	412	3 356	600	4 778	923	6 139	988
1990	28 312	5 148	5 798	1 066	4 651	920	2 487	452	3 706	611	5 177	1 000	6 493	1 049
1991	30 552	5 567	6 310	1 163	5 061	1 001	2 709	493	4 054	723	5 573	1 077	6 845	1 110
1992	33 001	6 015	6 875	1 268	5 511	1 090	2 949	536	4 436	790	6 003	1 157	7 227	1 174
1993	36 100	6 586	7 910	1 449	6 005	1 188	3 216	585	4 856	866	6 471	1 250	7 642	1 248
1994	39 039	7 136	8 598	1 580	6 548	1 296	3 506	638	5 317	948	6 979	1 348	8 091	1 326
1995	42 264	7 738	9 359	1 724	7 144	1 414	3 828	696	5 823	1 039	7 531	1 455	8 579	1 410
1996	45 913	8 348	10 138	1 868	7 774	1 538	4 142	753	6 379	1 135	8 420	1 564	9 060	1 490
1997	49 268	9 046	10 992	2 035	8 463	1 674	4 483	815	6 990	1 247	8 760	1 692	9 580	1 583
1998	53 259	9 794	11 929	2 213	9 217	1 824	4 855	883	7 661	1 367	9 457	1 827	10 140	1 680
1999	57 616	10 607	12 955	2 409	10 043	1 987	5 259	956	8 399	1 498	10 216	1 973	10 744	1 784
2000	62 377	11 487	14 081	2 616	10 948	2 166	5 700	1 036	9 211	1 643	11 042	2 133	11 395	1 893

Fuente: Montreal Engineering Co., Ltd., Actualización de los estudios de mercado, informe en borrador, julio de 1978.

a/ Incluye pérdidas de transmisión y distribución; b/ Suma aritmética; c/ Incluye Embalse; d/ Incluye proyectos especiales de Aceros, S. A. SIGAPASA y ANDA; e/ Incluye Cerro Colorado y requerimientos totales de generación de la Zona del Canal.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE TASAS DE CRECIMIENTO HISTORICO Y PROYECTADO DEL CONSUMO ELECTRICO SECTORIAL

	Istmo Centroamericano	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total							
1961-1970	11.3	10.4	10.8	16.8	17.9	8.9	11.1
1970-1976	8.2	8.3	10.0	10.4	10.8	8.4	10.8
1978-1990	10.9	13.0	10.4	11.2	10.4	9.0	9.2
1991-2000	8.7	9.2	8.9	8.6	9.6	7.8	7.9
Residencial							
1961-1970	8.5	5.0	4.4	8.9	10.2	5.6	18.8
1970-1976	8.2	6.2	12.2	14.6	5.5	6.4	9.4
1978-1990	9.0	12.7	9.2	13.1	8.8	6.5	8.2
1991-2000	7.7	9.1	8.8	9.6	8.0	5.2	6.8
Comercial							
1961-1970	12.8	10.6	11.0	22.7	25.3	10.3	12.7
1970-1976	9.9	8.2	8.3	8.2	4.2	17.1	8.0
1978-1990	9.9	11.5	9.7	10.8	9.5	9.0	9.7
1991-2000	8.6	9.9	9.3	8.5	8.0	7.8	8.4
Industrial							
1961-1970	15.1	13.1	8.4	23.8	22.3	20.8	9.0
1970-1976	12.0	11.2	17.8	13.0	8.4	10.5	8.9
1978-1990	13.2	12.3	11.5	10.2	10.4	11.7	10.5
1991-2000	9.3	10.5	8.8	8.0	10.1	9.6	10.0
Gobierno y Alumbrado Público							
1961-1970	15.2	18.3	15.6	16.5	33.5	15.0	12.9
1970-1976	18.8	3.0	12.1	11.6	21.5	10.6	7.5
1978-1990	9.9	11.2	9.6	11.7	11.4	9.8	9.7
1991-2000	8.8	9.6	9.2	9.1	9.6	7.0	7.4

/importancia

importancia y se distribuyeron las cargas para ciertos años típicos previamen mente seleccionados para efectuar los estudios del sistema de transmisión (1983, 1986, 1989 y 1994). Se obtuvieron así 61 nodos distribuidos en la siguiente forma:

Total	61
Guatemala	6
El Salvador	16
Honduras	16
Nicaragua	7
Costa Rica	12
Panamá	4

Se distribuyeron las cargas entre los nodos citados obteniéndose las demandas que figuran en los cuadros 3 al 8.

Con el objeto de simplificar los estudios del sistema parece conveniente por una parte reducir, mediante agregación , el número de nodos en algunos países (El Salvador, Honduras y Costa Rica). Por otra parte se podría aumentar los correspondientes a Panamá y Guatemala.

4. Variación mensual de la demanda

Se elaboraron las estimaciones de la distribución de la demanda a lo largo del año, basándose en las informaciones históricas disponibles. Estos datos se requieren como información básica para los modelos utilizados en los estudios a largo plazo y en la simulación de la operación de los sistemas. Un resumen de ellos se presenta en el cuadro 9.

5. Características de las curvas de duración de la demanda

Para la utilización del modelo WASP se requiere disponer de las curvas de duración de la demanda (curvas monótonas) elaboradas para los períodos trimestrales seleccionados para la partición del año.

Cuadro 3

GUATEMALA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centros de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Zona Central	318.7	419.2	528.9	781.0
Zona Occidental	40.6	83.1	142.1	284.7
Zona Noroccidental	6.4	12.7	20.0	40.2
Zona Oriental	28.9	45.7	70.0	131.7
Zona Nororiental	4.6	8.7	16.4	40.8
Zona Atlántico	61.4	67.0	134.4	206.8
Demanda máxima coincidente (MW)	460.6	636.4	911.8	1 485.2
Pérdidas de transmisión (6%)	29.4	40.6	58.2	94.8
Generación neta (MW)	490.0	677.0	970.0	1 580.0
Generación neta (GWh)	2 674.7	3 659.2	5 294.4	6 875.7

Fuente: Montreal Engineering Company, Actualización de los estudios de mercado, informe en borrador, julio de 1978.

/Cuadro 4

Cuadro 4

EL SALVADOR: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centros de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Acajutla[a/]	62.5	69.2	78.3	100.3
Guajoyo	17.9	24.8	34.1	56.7
Santa Ana	22.1	29.5	38.3	59.6
Ahuachapán	15.2	22.2	31.8	58.7
Opico	-	-	-	-
Soyapango	76.3	76.3	76.3	76.3
San Antonio Abad	74.4	74.4	74.4	74.4
Nejapa[b/]	72.9	76.6	87.7	114.3
Nuevo Cuscatlán	57.7	102.7	159.2	300.2
San Martín	29.9	63.6	104.7	204.1
San Rafael Cedros	1.7	2.4	3.2	5.1
Tecoluca	12.7	18.0	25.2	44.9
Usulután	13.8	18.9	25.2	40.9
El Triunfo	6.5	9.7	14.0	26.1
San Miguel	22.7	31.2	42.3	56.2
Sonsonate	-	-	-	-
Demanda máxima coincidente (MW)	486.3	619.5	794.7	1 217.8
Pérdidas de transmisión (6%)	31.0	39.5	50.7	77.7
Generación neta (MW)	517.3	659.0	845.4	1 295.5
Generación neta (GWh)	2 614.8	3 330.9	4 273.1	6 548.4

Fuente: Montreal Engineering Company, Actualización de los estudios de mercado, informe en borrador, julio de 1978.

a/ Incluye 46.5 MW por Acero, S. A. y Sicapasa en todos los años típicos.

b/ Incluye 40.2 MW por Expansión de Anda en todos los años típicos.

/Cuadro 5

Cuadro 5

HONDURAS: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centro de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Tegucigalpa	57.4	79.4	107.2	169.1
Distrito Central a/	3.8	5.6	7.5	11.5
San Pedro Sula	72.7	101.2	140.0	229.7
Puerto Cortés	3.6	5.0	6.7	10.5
Mineral El Mochito	11.0	12.7	14.8	18.8
Cementos Bijao	9.1	11.3	13.0	16.2
El Progreso	3.4	4.7	6.3	9.9
Tela Railroad Co.	19.0	20.0	21.1	22.8
Distrito San Pedro Sula b/	1.3	2.8	3.5	5.0
La Ceiba	9.1	11.7	14.9	21.6
Tela (Municipalidad)	1.7	2.5	3.6	6.3
Coyoles (Standard Fruit)	7.5	7.5	8.4	8.6
Isleta (Cohbana)	2.9	3.0	3.1	3.2
Distrito La Ceiba c/	6.3	8.5	10.9	16.3
Choluteca	8.8	13.9	21.3	41.5
Distrito Choluteca d/	2.4	3.5	5.0	8.7
Demanda máxima coincidente (MW)	220.0	293.3	387.3	599.7
Pérdidas de transmisión (6%)	14.0	18.7	24.7	38.3
Generación neta (MW)	234.0	312.0	412.0	638.0
Generación neta (GWh)	1 288.6	1 715.6	2 265.0	3 506.8

Fuente: Montreal Engineering Company, Actualización de los estudios de mercado, informe en borrador, julio de 1978.
a/ Incluye Comayagua, Siguatepeque y Valle de Comayagua.
b/ Incluye Santa Barbara y Santa Rosa de Copán.
c/ Incluye La Masica, San Francisco, Olachito y Trujillo.
d/ Incluye San Lorenzo, Nacaome y Pespire.

/Cuadro 6

Cuadro 6

NICARAGUA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centros de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Managua	140.1	176.7	223.7	319.2
Masaya	50.2	72.2	104.4	183.0
Tipitapa	21.4	32.2	48.8	89.4
León	50.4	66.7	89.0	139.2
Viejo	35.9	48.1	65.2	104.4
Sébaco	14.8	20.3	28.4	47.6
Centroamérica	2.1	3.1	4.5	8.3
Demanda máxima coincidente (MW)	314.9	419.3	564.0	891.1
Pérdidas de transmisión (6%)	20.1	26.7	36.0	56.9
Generación neta (MW)	335.0	446.0	600.0	948.0
Generación neta (GWh)	1 876.5	2 502.1	3 356.5	5 317.2

Fuente: Montreal Engineering Company, Actualización de los estudios de mercado, informe en borrador, julio de 1978.

/Cuadro 7

Cuadro 7

COSTA RICA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centros de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Alajuela	25.4	33.1	42.2	62.0
Heredia	21.1	26.7	33.1	46.5
Concaves	52.4	70.1	89.1	131.7
Río Macho	4.0	5.0	6.4	9.5
Cachí	10.8	15.2	21.1	34.0
Moín	16.4	23.1	32.0	51.5
Barranca	29.4	44.8	62.7	104.9
Garita	34.7	48.8	67.3	113.2
Colima	241.3	303.7	382.3	545.9
Siquirres	3.4	4.9	6.7	10.8
Cañas	37.0	46.1	58.1	87.1
Caja	61.8	63.8	66.5	70.0
Demanda máxima coincidente (MW)	537.7	685.3	867.5	1 267.1
Pérdidas de transmisión (6%)	34.3	43.7	55.4	80.9
Generación neta (MW)	572.0	729.0	923.0	1 348.0
Generación neta (GWh)	2 962.3	3 774.3	4 778.1	6 979.1

Fuente: Montreal Engineering Company, Actualización de los estudios de mercado, informe en borrador, julio de 1978.

/Cuadro 8

Cuadro 8

PANAMA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centro de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Area metropolitana	293.6	374.9	475.0	693.6
Panamá occidental	20.8	30.9	45.1	79.5
Provincias centrales	33.2	46.0	62.7	96.5
Chiriquí	31.2	42.6	57.3	88.3
Demanda máxima coincidente (MW)	378.8	494.4	640.1	947.9
Pérdidas de transmisión (6%)	24.2	31.6	40.9	61.1
Subtotal generación neta (MW)	403.0	526.0	681.0	1 019.0
Subtotal generación neta (GWh)	2 329.6	3 042.4	3 936.4	5 889.1
Zona del Canal				
Demanda máxima (MW)	108.0	108.0	108.0	108.0
Generación neta (GWh)	700.0	700.0	700.0	700.0
Cerro Colorado				
Demanda máxima (MW)	-	123.0	199.0	199.0
Generación neta (GWh)	-	927.2	1 502.6	1 502.6

Fuente: Montreal Engineering Company, Actualización de los estudios de mercado, informe en borrador, julio de 1978.

/Cuadro 9

Cuadro 9

ISTMO CENTROAMERICANO: VARIACION MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá	
	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/
Enero	0.951	8.39	0.851	7.90	0.771	7.27	0.921	8.32	0.936	7.77	0.861	7.67
Febrero	0.941	8.73	0.850	8.20	0.803	7.57	0.970	9.16	0.927	8.96	0.883	7.76
Marzo	0.894	8.28	0.849	8.45	0.880	8.30	0.987	9.32	0.932	7.71	0.901	7.92
Abril	0.910	8.00	0.855	8.08	0.860	8.02	0.988	9.33	0.919	8.26	0.905	8.04
Mayo	0.897	8.05	0.868	8.14	0.906	8.45	0.952	8.99	0.907	8.03	0.959	8.46
Junio	0.869	7.99	0.833	8.16	0.882	8.24	0.862	7.38	0.902	8.49	0.942	8.43
Julio	0.898	8.17	0.840	8.13	0.901	8.23	0.877	7.49	0.908	7.94	0.986	8.85
Agosto	0.894	8.16	0.867	8.13	0.922	8.76	0.859	7.70	0.943	8.47	0.948	8.47
Septiembre	0.931	8.31	0.865	8.30	0.953	9.18	0.912	7.79	0.962	8.55	0.948	8.63
Octubre	0.976	8.30	0.907	8.72	0.970	8.99	0.877	7.25	0.991	8.33	0.960	8.31
Noviembre	0.979	8.75	0.961	8.96	0.980	8.60	0.982	8.36	1.000	8.99	0.970	8.60
Diciembre	1.000	8.87	1.000	8.83	1.000	8.39	1.000	8.91	1.000	8.50	1.000	8.86

Fuente: Montreal Engineering Co. Ltd., Actualización de los estudios de mercado, Informe en borrador, julio de 1978.

a/ En p.u. de la demanda máxima anual.

b/ Porcentajes de la energía anual.

/se

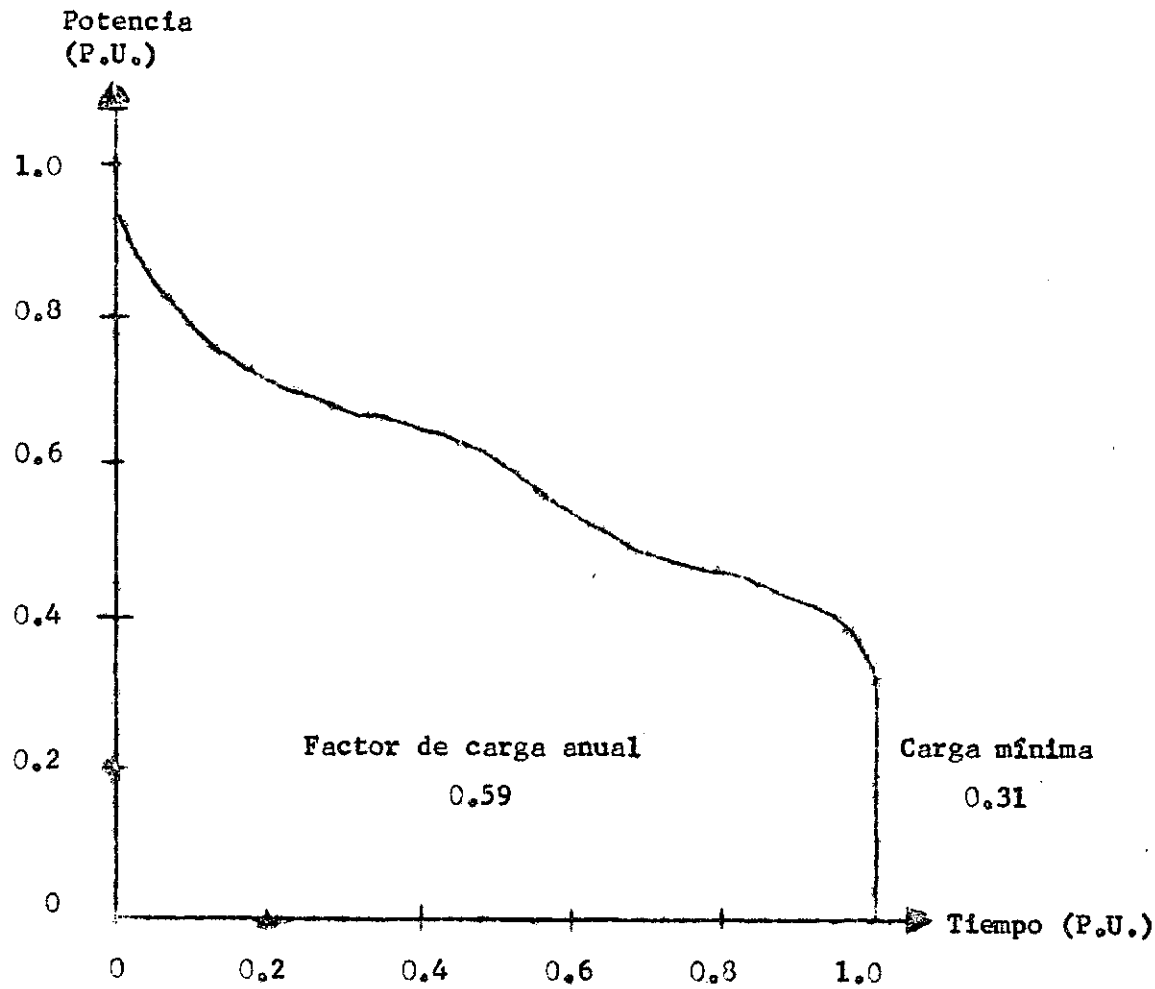
Se prepararon dichas curvas con base en las informaciones de demandas horarias de 1977 suministradas por los países. Para el proceso de los datos se preparó un programa de computación.[2/]

El proceso requiere además el ajuste de las curvas a los datos de un polinomio de quinto grado, proceso que se hace también mediante el citado programa de computación. En las figuras 1 a la 6 se presentan en forma ilustrativa las curvas de duración de la demanda de los seis países a nivel anual.

2/ Véase, Preparación de las curvas de duración de potencia para la utilización del modelo WASP (CCE/SC.5/GRIE/V/4), julio de 1978.

Figura 1

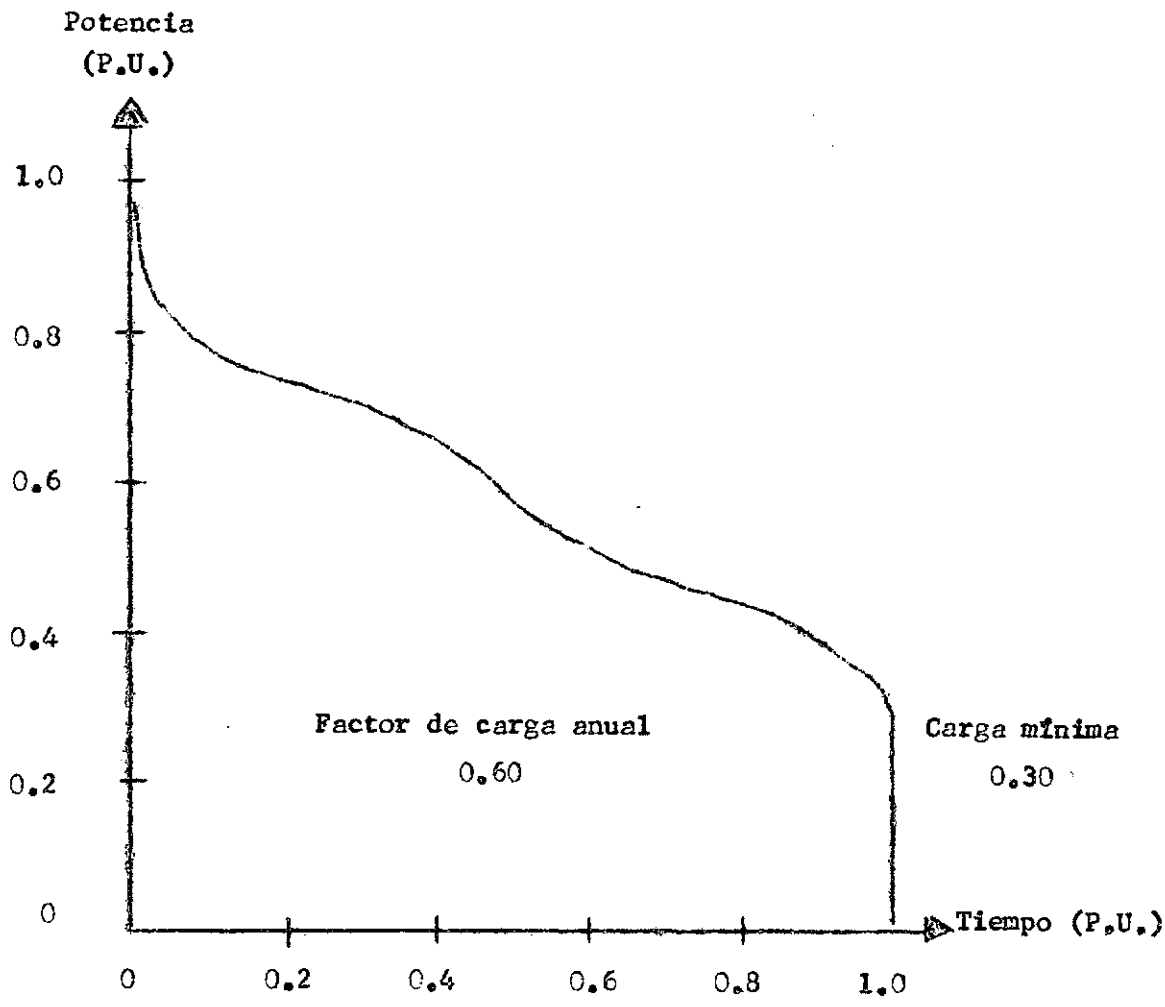
GUATEMALA: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Figura 2

Figura 2

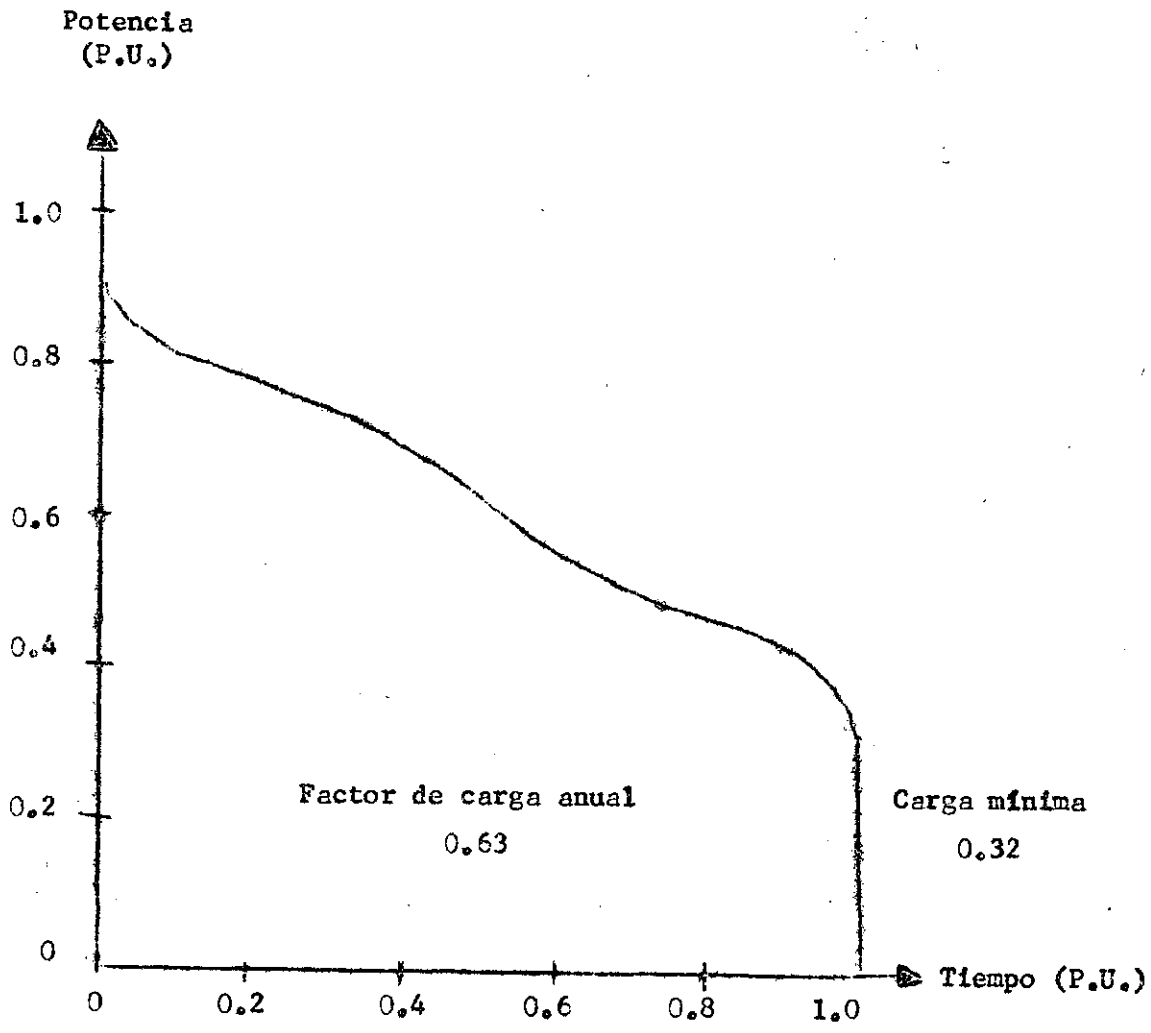
EL SALVADOR: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Figura 3

Figura 3

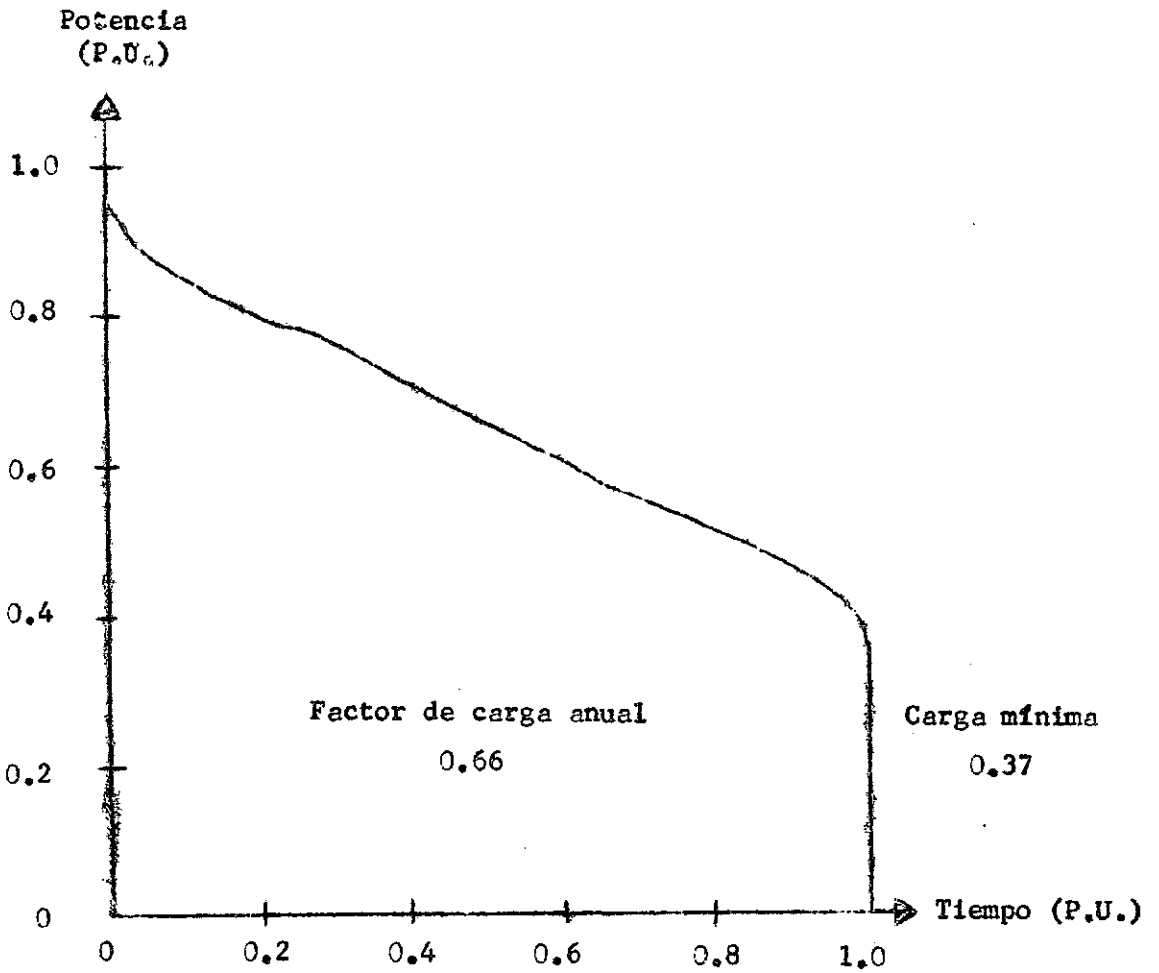
HONDURAS: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Figura 4

Figura 4

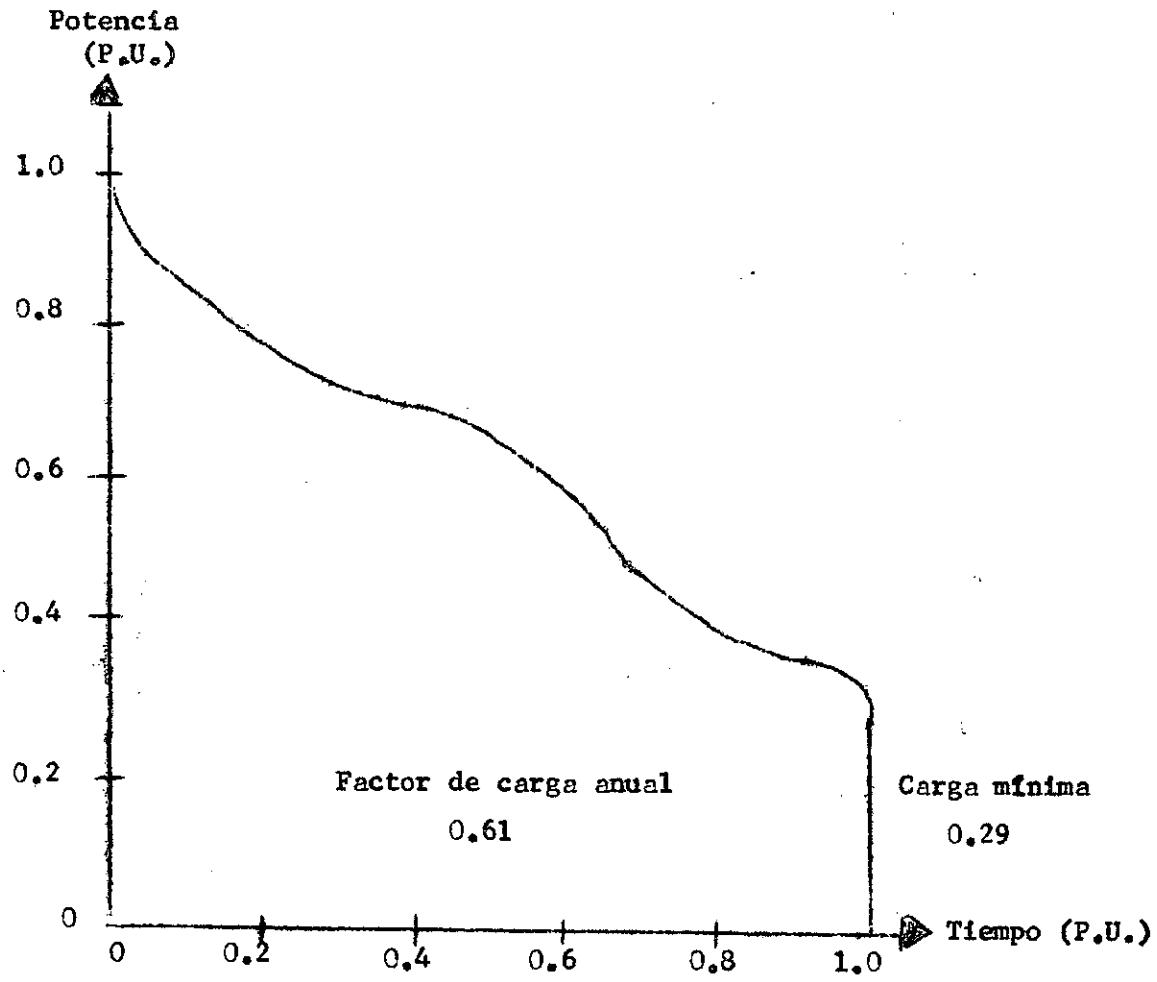
NICARAGUA: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Figura 5

Figura 5

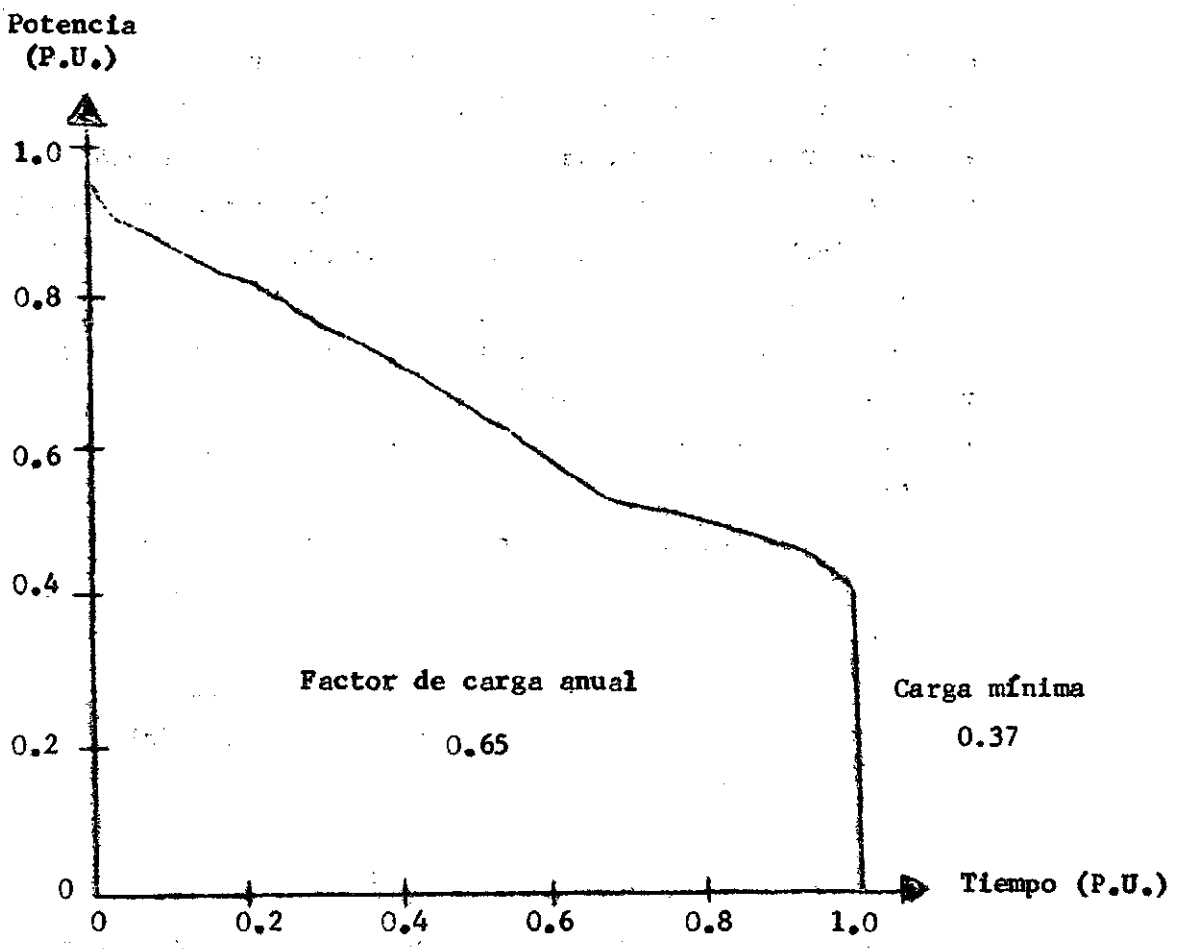
COSTA RICA: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/Figura 6

Figura 6

PANAMA: CURVA ANUAL DE DURACION DE POTENCIAS



/II. CARACTERISTICAS

II. CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS EXISTENTES

1. Generalidades

Tanto para los estudios de programación a largo plazo como para los de operación de los sistemas bajo las distintas hipótesis de integración se requiere disponer de información completa y con suficiente detalle de las características técnicas y de los costos de operación de los sistemas de generación existentes, así como de la infraestructura de los sistemas de transmisión a partir de los cuales se desarrollará el sistema internacional.

Una somera revisión de los programas de obras de los países del Istmo muestra que en general los planes de expansión se encuentran definidos y prácticamente comprometidos hasta 1982, motivo por el cual se decidió fijar 1983 como primer año del estudio.

Todas las informaciones sobre los sistemas existentes que se presentan a continuación corresponden así a 1982 de cumplirse los desarrollos programados actualmente.

Se detallan en el cuadro 10 los programas de obras de generación que han sido definidos por las empresas eléctricas del Istmo para entrar en operación en el período 1978-1982.

2. Sistemas hidráulicos

En el cuadro 11 se presentan las plantas hidroeléctricas existentes en los seis países del Istmo, con detalle de sus principales características técnicas, datos que sirvieron de base para los procesos de operación simulada.

3. Características de las centrales termoeléctricas existentes

Se presentan en los cuadros 12 al 17 las características básicas de las unidades termoeléctricas existentes en los sistemas eléctricos de los países centroamericanos. Esta información,que está sujeta a revisión y/o modificación por cada uno de los países, merece los siguientes comentarios:

/Cuadro 10

Cuadro 10

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMAS DE OBRAS DE GENERACION (ADICIONES EN EL PERIODO 1978-1982)

	Año	Planta	Tipo	Capacidad nominal (MW)
Guatemala	1978 a/	Vapor Laguna	Vapor	33
	1978	Gas Laguna	Turbina a gas	10
	1978		Ciclo combinado b/	54
	1980	María Linda	Hidráulica	90
	1982	Pueblo Viejo	Hidráulica	300
	1982	Santa María III	Hidráulica	55
El Salvador	1980	Ahuachapán	Geotérmica	33
	1982	San Lorenzo	Hidráulica	180
Honduras	1978	Puerto Cortés	Diesel	30
	1981	El Mísperо	Hidráulica	22
Nicaragua	1979	Managua	Turbina a gas	20
	1981	Momotombo	Geotérmica	35
	1982	Momotombo	Geotérmica	35
Costa Rica	1978 c/	Río Macho	Hidroeléctrica	30
	1978 c/	Cachí	Hidroeléctrica	36
	1979	Arenal	Hidroeléctrica	156
Panamá	1979	Estrella Los Valles	Hidroeléctrica	80
	1982 d/	La Fortuna	Hidroeléctrica	255

a/ Retiro.
b/ Se construye con dos turbinas a gas de 13 MW cada una ubicadas en Laguna.
c/ Ampliación.
d/ Posiblemente desplazada a 1983.

/- Para cada

- Para cada unidad, excepto las de Panamá, se ha indicado la potencia instalada bruta. La potencia neta en alta tensión se calculará considerando consumos propios de 6% para las plantas a vapor mayores que 40 MW, 8% para las plantas de vapor menores que 40 MW, 5% para las plantas geotérmicas y 2.5% para las turbinas a gas y motores diesel.

- La potencia base mínima indicada corresponde a un mínimo técnico. En el modelo WASP puede usarse una potencia mínima económica más alta. En este caso el consumo específico base para la nueva potencia se calculará de acuerdo al consumo incremental de la unidad.

- A falta de indicaciones precisas se ha supuesto que los consumos específicos son brutos y están referidos al poder calorífico superior (PCS) del combustible. Para el cálculo de consumos netos se aplicarán los mismos criterios señalados anteriormente para la potencia.

- El consumo específico medio se ha calculado con base en datos estadísticos de dos o tres años, y evidentemente es función de la forma de operar de la planta (número de detenciones, factor de planta, etc.). En el Modelo Global de Selección de Inversiones se emplean consumos medios que se estimarán como un 10% sobre el consumo específico de la unidad a plena carga. En el modelo WASP se emplean los consumos base e incremental, pero no se representan las puestas en marcha de las unidades. Para tomar en cuenta este aspecto se aumentarán los consumos específicos en un 2%.

- Para representar las centrales en algunos modelos puede ser conveniente agruparlas. Cuando esto se haga se consideran las características equivalentes de las plantas.

- Los períodos de mantenimiento programado que se adoptarán en el estudio serán: 30 días por año para las unidades a vapor, geotérmicas y diesel y 15 días por año para las turbinas a gas.

- Las tasas de indisponibilidad o salida forzada que se adoptarán para las unidades serán 10% para las unidades a vapor y geotérmicas,[1/] 7% para las turbinas a gas y 5% para los motores diesel.

- Cuando no se disponga de información sobre el costo variable de operación y mantenimiento, excluyendo combustible, se adoptarán los siguientes valores (mills/kWh neto): 1.0 para las unidades de vapor, 0.5 para las unidades diesel y 2.0 para las turbinas a gas. No se tomarán en cuenta estos costos para las unidades geotérmicas existentes debido

1/ Estas cifras son superiores a las entregadas por MONENCO, que corresponden a valores medios en los Estados Unidos de Norteamérica.

/Cuadro 11

Cuadro 11

ISTMO CENTROAMERICANO: SISTEMA EXISTENTE. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Embalse					Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta (m)			Caída neta a potencia máxima (m)	Alternativas		
	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (Mm3)								Pérdida de carga nominal (m)	Capacidad (MW)	Caudal nominal turbinable (m3/seg)
	Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util		Máxima	Nominal	Mínima				
Guatemala													
Pueblo Viejo	798 a/	761 a/	424	111	313	292 a/	488		469	430	58	230	63
Los Esclavos	108 a/	108 a/	-	-	-	- a/	108			103	5	14	14
María Linda	555 a/	555 a/	-	-	-	145 a/	410			363	47	90	22
Jurún-Marinalá	655.5	653.5	52	42	10	0	655			624	31	58	9.5
Menores												21	
El Salvador													
Guajoyo	430	418	645	155	490	375	55		43	48	7	15	35.4
5 de noviembre	178.4	173.4	320	50	270	122	56		50	52	4	81	260.7
Cerrón Grande	243	228	2 180	750	1 430	179	63		49	57	6	405	724.8
San Lorenzo	49	48	393	360	33	17	32			31	1	180	660
Honduras													
Cañaveral	637.5	632	1 785	1 270	515	488	147.5		143	144	3.5	30	25
Río Lindo	484	484	0	0	0	79	405.8			386	19.8	80	18.3
Nicaragua				0									
Centroamérica	956	944	273		273	681	275			270	5	50	22
Somoza	440	440	0	0	0	235	205			189	16	50	32
Costa Rica													
Garita	461	456	523	0	523	301	160		155	151.5	8.5	30	21
Arenal	545	519	2 120	400	1 726	324	221		192	186	34	312	197
Río Macho	1 572	1 565	460.6	50.3	410.3	1 101	470		463	450	9	120	46.85
Cochí	999	960	50.3	4.5	45.8	724.1	254			224	30	100	54
Corobicí	327	327	-	0	0	94.3	232.7			197	35.7	174	195
Menores												38	
Panamá													
Bayano	1 050	999	171.44	4.5	167	242	807	770	756	742	28	255	34.5
Estrella	985	985		0	0	612	373			340	33	38	12.5
Los Valles	605	605	-	0	0	329	276			271	5	42	19.1
Fortuna	62.1	20	4 100	0	4 100	0	60.1		20	56.2	3.9	150	278.8

a/ Referida al nivel de descarga.

Cuadro 12

GUATEMALA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
Laguna d/	1946-1948	V-P	2	3	2	4 400	3 760	4 187	...	...
Laguna e/	1961	V-P	2	13	6	3 390	3 230	3 304	...	...
Escuintla	1972	V-P	1	33	20	3 020	2 800	2 933	...	...
Escuintla	1977	V-P	1	53	30	2 430	2 800	2 591	...	...
Exmibal	...	V-P	1	60	...	...	...	...	...	...
Laguna	1964	T-D	1	10	5	5 390	2 750	4 070	...	...
Escuintla	1965-1968	T-D	2	12	5	6 590	4 160	5 173	...	...
Escuintla	1976	T-D	2	25	16	3 370	3 200	3 309	...	...
Varias		D-D	1	8	1	3 050	3 050	3 050	...	...
Ciclo combinado f/	...	VT-P	2	33	....	...	...	...	...	...

a/ Tipo: V = turbina a vapor; G = turbina a gas; D = Motor diesel; VT = ciclo combinado;
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).
d/ Se considerará retirada del servicio antes del período de estudio.
e/ Pasan a formar parte de la central de ciclo combinado cuando ésta entre en servicio.
f/ Potencia neta por unidad 27 MW.

/Cuadro 13

Cuadro 13

EL SALVADOR: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
Acajutla	1966	V-P	1	30.0	16.5	2 664	2 237	2 470	2 900	...
Acajutla	1969	V-P	1	33.0	16.5	2 664	2 256	2 460	2 900	...
Soyapango	1972-1973	T-D	2	15.2	2.9	7 434	2 550	3 474	3 700	...
Soyapango	1973	T-D	1	19.5	4.0	7 500	2 248	3 325	3 700	...
Acajutla	1965	T-P	1	6.6	2.0	3 250	2 800	2 936		...
Ahuachapán	1975-1976-1980	G		3.0	30.0					...

a/ Tipo: V = turbina a vapor; T = turbina a gas; D = Motor diesel; G = geotérmica.
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

/Cuadro 14

Cuadro 14

HONDURAS: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
La Puerta	1970	T-D	1	15.0	4.0	6 765	2 860	3 520	...	...
Miraflores	1972	T-D	1	13.6	4.0	6 750	2 280	3 595	...	...
San Lorenzo	1967	D-D	5	0.8	0.8	2 860	2 860	2 860	...	...
Santa Fe	1968	D-D	4	2.5	1.0	2 812	2 812	2 812	...	...
La Ceiba	1974	D-D	4	6.6	3.0	2 220	1 963	2 080	2 300	...
Puerto Cortés	1980	D-D	...	33.3	...	...	...	...	...	...

a/ Tipo: T = turbina a gas; D = Motor diesel;
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

Cuadro 15

NICARAGUA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
Managua	1958	V-P	2	15	6	3 733	2 789	3 162	3 200	1.70
Managua	1970	V-P	1	45	18	2 960	2 378	2 611	2 700	0.35
Nicaragua	1976-1977	V-P	2	50	20	2 950	2 700	2 800	...	0.30
Chinandega	1967	T-D	1	14	3.5	7 459	2 207	3 520	4 200	1.70
Momotombo	1979	G	1	35						2.00

a/ Tipo: V = turbina a vapor; T = turbina a gas; G = geotérmica; Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.

b/ Consumo real promedio.

c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

/Cuadro 16

Cuadro 16

COSTA RICA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
San Antonio	1954	V-P	2	5.0	3.8	3 966	3 658	3 892	4 200	6.63
San Antonio	1973	T-D	2	19.0	4.8	5 863	2 350	3 228	3 800	2.00
Barranca	1974	T-D	2	20.8	5.2	6 338	2 215	3 246	3 650	1.23
Colima	1956	DL-P	4	3.0	1.5	2 390	2 000	2 195	2 400	6.32
Colima	1962	DL-P	2	3.8	1.9	2 497	2 097	2 297	2 400	6.32
Moín	1977	DL-P	4	7.8	1.9	2 448	2 013	2 119	2 500	5.00
Varios	-	D-D	1	2.1						

a/ Tipo: V = turbina a vapor; T = turbina a gas; D = Motor diesel; DL = Motor diesel lento; Combustible; P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

Cuadro 17

PANAMA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES

Central	Año de instalación	Tipo y combustible a/	Número de unidades	Potencia por unidad (MW netos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh netos)				Costo operación y mantenimiento variable c/
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio b/	
San Francisco	1949-1960	V-P	4	6	4	4 284	4 125	4 231	...	0.12
Las Minas	1964	V-P	1	22	12	3 560	3 498	3 532	...	0.10
Las Minas	1969-1974	V-P	3	40	24	3 204	3 027	3 133	...	0.07
Av. Sur	1959	V-P	2	4	2	5 217	4 820	5 019	...	0.14
San Francisco	1976	T-D	1	12	8	1 194	4 144	4 177	...	0.12
San Francisco	1976	D-D	4	7	4	2 425	2 417	2 422	...	0.10
Varias	1972-1975	D-D	3	11	2	2 778	2 778	2 778	...	0.10

a/ Tipo: V = turbina a vapor; G = turbina a gas; D = Motor diesel.
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.
b/ Consumo real promedio.
c/ Costo de operación y mantenimiento variable no combustible (mills/kWh).

a que

a que en general operarán con factor de planta máximo posible, y en tales circunstancias todos los costos se pueden considerar como costos fijos.

4. Características de los combustibles

Cuando no se disponga de valores específicos de cada país sobre características para los derivados del petróleo, se utilizarán los valores medios siguientes:

	Bunker C	Diesel
Poder calorífico inferior (kCal/kg)	9 700	10 200
Poder calorífico superior (kCal/kg)	10 200	10 700
Densidad (ton/m^3)	0.95	0.86

III. RECURSOS HIDROELECTRICOS

1. Generalidades

a) Potencial hidroeléctrico del Istmo Centroamericano

La estimación del potencial hidroeléctrico en el Istmo Centroamericano ha sido objeto de varios estudios de tipo global basados en la aplicación de coeficientes medios de aprovechamiento y, en otros casos, en la definición de perfiles de energía. Se han efectuado además estudios de definición de sitios de energía que pueden ser considerados de mayor precisión pero que no siempre cubren la totalidad de los países.

Los resultados de tales estimaciones y evaluaciones se resumen en el cuadro 18 y han sido extractadas de los siguientes informes:

i) Istmo Centroamericano: Programa de Evaluación de Recursos Hidráulicos (E/CN.12/CCE/SC.5/76; TAO/LAT/104/Regional); CEPAL,

ii) Guatemala: Plan Maestro de Electrificación Nacional, (Consorcio Lahmeyer, Salgitter Fichtner, LSF, mayo de 1976), incluye un inventario de proyectos hidroeléctricos técnicamente factibles:

iii) El Salvador: CEL System Expansion 1977-1985. Harza Overseas Engineering Company, diciembre de 1974;

iv) Honduras: Preliminary Selection Honduras Hydroelectric Sites, Vol. I, Northwest and South Central Regions, Harza, mayo 1967, e Hydroelectric Inventory Eastern Honduras. A Prefeasibility Study, Harza, noviembre de 1975;

v) Nicaragua: Catastro de Recursos Hidroeléctricos de Nicaragua. Segunda etapa. Características de Generación de las Centrales. Proyecto OMM-PNUD NIC/72/001;

vi) Costa Rica: Evaluación Preliminar del Potencial Hidroeléctrico Explotable de Costa Rica. Fascículo I. Indice de Aprovechamientos Hidroeléctricos, noviembre de 1974;

/Cuadro 18

Cuadro 18

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO BRUTO Y DEL POTENCIAL DE PROYECTOS IDENTIFICADOS

	Potencial bruto a/ (GWh/año)	Proyectos identificados		
		Potencia (MW)	Energía media anual (GWh)	Factor de planta
Istmo Centroamericano			125 250	0.59
Guatemala	94 600 b/	4 950	43 300	1.00 d/
El Salvador	6 400 c/	1 350	4 100	0.35
Honduras	34 900 c/	3 300	12 300	0.43
Nicaragua	34 200 b/	3 280	12 900	0.45
Costa Rica	30 900 c/	8 560	39 050	0.52
Panamá	27 300 c/	3 000	13 600	0.52

a/ Para hidrología media.
b/ Potencial bruto lineal.
c/ Estimación basada en escorrentía media y cotas medias suponiendo aprovechamiento de 20%.
d/ Suponiendo aprovechamiento 100%.

/vii) Panamá:

vii) Panamá: Complejo Hidroeléctrico Teribe-Changuinola. Información Preliminar del Estudio de Prefactibilidad, agosto de 1978.

b) Clasificación de los proyectos identificados

Uno de los problemas más complejos que presenta el PRICA es la necesidad de incluir en él los proyectos hidroeléctricos más interesantes identificados. Sin embargo, buena parte de los estudios sobre ellos no tienen la profundidad que se requiere para estimar adecuadamente tanto sus características de generación como su costo.

Los proyectos hidroeléctricos han sido clasificados en tres categorías de acuerdo con los datos disponibles para cada uno: factibilidad, prefactibilidad y evaluación.

i) Los proyectos en etapa de factibilidad, se definen como aquellos para los que se dispone de datos topográficos y geotécnicos detallados que demuestran la factibilidad técnica y económica y cuentan con informes amplios que definen la disposición del proyecto y estiman en detalle el costo de la construcción.

ii) Los proyectos en etapa de prefactibilidad son aquellos cuyos datos topográficos y geotécnicos permiten preparar las disposiciones y planos de las estructuras de los proyectos. Los estudios desarrollados están destinados a clasificar los proyectos con criterios económicos para pasar a la ejecución de estudios de factibilidad.

iii) Los proyectos en etapa de evaluación se definen como aquellos para los cuales se dispone de poca o ninguna información proveniente del lugar del emplazamiento. Los planos del proyecto consisten de trazados esquemáticos y secciones transversales, y las cantidades son solamente indicativas. El propósito de la estimación es clasificar los proyectos de acuerdo con su rendimiento económico y seleccionar los proyectos más atractivos para un estudio posterior a nivel de prefactibilidad.

/c) Consideraciones

c) Consideraciones sobre la estimación de costos de proyectos hidroeléctricos

Como es sabido, mientras más superficial es el conocimiento que se tiene del terreno en que se piensa construir una obra, tanto mayor es el error que se comete en el avalúo de su costo. Este error tiende generalmente a favorecer al proyecto, ya que el desconocimiento de las condiciones del terreno conduce a la subestimación de los volúmenes de obra y de su costo. Es por ello que debe considerarse normal que un mismo proyecto resulte de menor costo en su estudio de prefactibilidad que en el de factibilidad, y que en este último aparezca como más económico de lo que será una vez construido.

Como las diferencias de costo que se producen entre etapas de estudio son substanciales, es necesario tratar de corregir este efecto mediante la utilización de factores que tomen en cuenta las incertidumbres existentes en los costos de los proyectos en evaluación preliminar.

En el caso en estudio se utilizaron criterios diferentes para estimar los gastos imprevistos que aparecen en las diferentes categorías de proyectos, asignando, por una parte, gastos imprevistos más altos a los proyectos con menor nivel de definición y por la otra, igualmente gastos imprevistos mayores a los elementos de la obra que signifiquen mayores riesgos por su relación con las características del terreno (túneles, fundaciones).

Otro elemento que se considerará en la selección es el período de maduración de los proyectos. Así por ejemplo, los proyectos en etapa de evaluación requieren mayor tiempo para alcanzar un nivel de definición tal que puedan ser seleccionados en un programa de instalaciones, en relación a los de prefactibilidad, debido a que tienen que pasar previamente por la etapa de factibilidad. Se establecerá por lo tanto para cada proyecto una fecha límite antes de la cual aquél no podrá ser seleccionado para entrar en servicio.

/2. Proyectos

2. Proyectos seleccionados para el estudio

a) Guatemala

Se considerarán en el estudio los 21 proyectos en distintos grados de desarrollo que se detallan a continuación:

Proyectos de prefactibilidad: Xalalá, El Carmen, Sarchil y Chulac.

Proyectos de evaluación: Chicoc, Sauce, Polochic-Matanzas, Semuc, El Arco, Tzucanca, Corral, San Juan, Estrella Polar, Sumalito, El copón, Altavista, Montecristo, Jocotales, San Ramón, Camotán y Sisimite.

Los datos básicos para la estimación de los costos de los proyectos en estado de prefactibilidad se obtuvieron del informe "Master Plan for Electricity Supply - Preinvestment Study" del Consorcio Lahmeyer, julio de 1977, mientras los correspondientes a los proyectos en estado de evaluación provienen del informe previo "Plan Maestro de Electrificación Nacional" del mismo consorcio, mayo de 1976. De este último informe se seleccionaron los 18 anteproyectos cuyo costo de generación apareció más atractivo.

b) El Salvador

En el caso de El Salvador sólo se incluyen en el estudio tres proyectos hidroeléctricos: Zapotillo, Paso del Oso y El Tigre; todos pueden ser considerados en etapa de prefactibilidad y sus informaciones han sido extractadas del informe de prefactibilidad "CEL System Expansion 1977-1985" de Harza Overseas Engineering Company, diciembre de 1974. Los tres proyectos indicados se encuentran en el Río Lempa, cuya cuenca cubre gran parte de la República.

Estos proyectos, en conjunto con los existentes y las plantas en construcción, prácticamente completan la explotación del potencial hidroeléctrico existente en el país.

/c) Honduras

c) Honduras

Se estudiaron nueve proyectos hidroeléctricos de Honduras, dos de los cuales pueden ser considerados a nivel de factibilidad y el resto a nivel de prefactibilidad según el siguiente detalle:

Proyectos de factibilidad: El Cajón y Naranjito

Proyectos de prefactibilidad: Wampú, Cuyamel, Piedras Amarillas, Wampú I, Río Frío, Culuco y Los Chorros.

Entre los proyectos que deberán abastecer el sistema eléctrico hondureño después de 1983 se destacan El Cajón y los que permiten desarrollar los recursos hidroeléctricos del Río Patuca, que son Wampú (P-1), Cuyamel (P-2) y Piedras Amarillas (P-3).

d) Nicaragua

Se considerarán en el estudio un proyecto en etapa de prefactibilidad (Brito), y cinco proyectos en etapa de evaluación: Mico, Salto Grande, Corriente Lira, Wanawas y Tumarín.

Los antecedentes del proyecto Brito provienen del estudio "Proyecto Hidráulico y de Riego Tipitapa-Tamarindo-Brito" del United States Bureau of Reclamation, mayo de 1978, y de datos directos proporcionados por el equipo de trabajo que continúa estudiando el proyecto.

En lo que respecta a Mico, Salto Grande y Corriente Lira, los esquemas fueron seleccionados como los aparentemente más económicos del inventario realizado por la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en 1976.[1] Por último, los datos de los proyectos Wanawas y Tumarín han sido seleccionados por personal de la ejecución del Plan Maestro de Desarrollo Eléctrico que recientemente ha emprendido Nicaragua con la asesoría del Consorcio IECO-Lahmeyer. En este plan maestro se da gran importancia a la utilización del agua con fines de riego y se ha decidido reestudiar completamente los esquemas existentes, mediante el planteamiento de dos

1/ Catastro de Recursos Hidroeléctricos de Nicaragua Inventario Valorizado.

/alternativas

alternativas de concepción muy diferente. La primera de ellas consiste en el desvío del agua de varias cuencas del Caribe para su posterior empleo en regadío, mientras que la segunda no contempla tal desvío. En este último caso se supone que las aguas requeridas para regadío se extraerán, mediante bombeo del Lago Nicaragua. Los proyectos hidroeléctricos resultantes, así como la energía potencial en ambos esquemas son diferentes. Una decisión final sobre los proyectos que serán seleccionados por el plan maestro se tomará en el curso del primer trimestre de 1979. En vista de que no es posible esperar las conclusiones de este estudio, se ha decidido utilizar, por una parte, los proyectos que no resultan afectados por ninguno de estos esquemas y que son: Mico, Salto Grande y Corriente Lira y suponen que se elegirá el esquema que tiene menos implicancia por regadío. Por la otra, se utilizaron los datos de diseño y costos de la Central Brito y suponen que su energía decrece por la utilización de las aguas del Lago Nicaragua para regadío y se evaluaron además los proyectos Wanawas y Tumarín, asumiendo que no se desvíen las aguas hacia el Pacífico. Esto representa una solución de carácter muy preliminar y que evita el tener que considerar los beneficios atribuibles al riego en el esquema alternativo.

e) Costa Rica

Se evaluaron quince proyectos hidroeléctricos de Costa Rica, los que se clasificaron como en etapa de prefactibilidad y de evaluación. El detalle de los proyectos considerados es el siguiente:

Proyectos de prefactibilidad: Ventanas-Garita,[2/] Palomo,[3/] Boruca,[4/] Guayabo.[5/]

Proyectos de evaluación: Siquirres, Pirris, El Brujo, Angostura-Izarco, San Fernando, Palmar, Cedral, Saré, Tayutic-Pacuaré, Purrirés-Turrubarés y Turrubarés. Todos estos se encuentran detallados en

2/ Informe de Prefactibilidad Proyecto Ventanas-Garita. Documento de Trabajo 006-77, ICE, agosto de 1977.

3/ Informe de Previabilidad. Proyecto Hidroeléctrico Palomo. Documento de Trabajo 005-77, ICE, agosto de 1977.

4/ Documento de Trabajo 009-77, ICE, julio de 1977. Feasibility Study Boruca Hydroelectric Project. Aluminium Company of America.

5/ Informe de la Japan International Corporation Agency (borrador), mayo de 1978.

/el Documento

el Documento de Trabajo 004-77 del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), agosto de 1977.

Los proyectos han sido evaluados por el ICE, con excepción de los proyectos Guayabo y Siquirres, cuya evaluación fue recientemente revisada por la Japan International Corporation Agency[6/] y del Proyecto Boruca del cual existe un informe de la Aluminium Company of America.

f) Panamá

En el caso de Panamá el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), con la asesoría de Chas T. Main, se encuentra abocado a un estudio de redefinición de los proyectos seleccionados anteriormente por esta firma consultora, el cual está centrado en las cuencas de los ríos Teribe y Changuinola.

De esta evaluación se han seleccionado los siguientes proyectos que pueden considerarse en etapa de evaluación: Teribe B2-2, Teribe C2-2, Teribe C7-2, Teribe C3-2, Changuinola D2-2, Changuinola H1-1, Culebre F1-2, Culebre G3-2 y Changuinola G6-2.

Estos proyectos son los únicos que cuentan con los antecedentes necesarios para estimar sus costos en forma más o menos realista y por otra parte, son los que tienen el tamaño apropiado para ser considerados en el estudio del sistema interconectado centroamericano.

3. Características técnicas de plantas hidráulicas existentes y de los proyectos hidroeléctricos

En los cuadros 19 al 24 se resumen las características técnicas tanto de las plantas existentes como de los proyectos seleccionados para el estudio destinadas a ser utilizadas en los estudios de operación simulada.

6/ Informe de la Japan International Corporation Agency (borrador), op. cit.

/Ellas son:

Ellas son:

i) Cota de operación máxima y mínima del embalse. (La cota máxima no considera la altura de carga para evacuar la crecida.)

ii) Los volúmenes embalsados para las cotas máximas y mínimas de operación y el volumen útil del embalse;

iii) La cota en la descarga para caudal de diseño para carga nula;

iv) La caída bruta máxima, nominal y mínima;

v) La caída neta correspondiente a la potencia nominal;

vi) La pérdida de carga correspondiente a la caída neta de potencia nominal. Cuando no se dispuso de este dato se estimó entre un 5 y 10% de la caída bruta, según la disposición del circuito hidráulico;

vii) Capacidades de las alternativas consideradas y el caudal turbinable de diseño correspondiente. Cuando no se dispuso del dato, éste se estimó suponiendo un rendimiento global del salto de 0.98.

4. Estudios hidrológicos y de operación simulada

a) Estudio hidrológico

Los estudios de expansión de los medios de generación requieren el conocimiento previo de las características de generación de los proyectos hidroeléctricos considerados en el estudio. Estas características se determinan mediante la utilización de modelos matemáticos de simulación de la operación, los que requieren disponer de una estadística adecuada de los caudales afluentes correspondientes.

Para los fines anteriores, la información hidrológica debe tener una extensión suficiente para cubrir una gama amplia de condiciones de operación y ser coincidente en el tiempo para todos los proyectos hidroeléctricos.

Debido a estas razones se consideró necesario realizar un estudio hidrológico que mediante ampliación y extensión de las estadísticas

/Cuadro 19

Cuadro 19

GUATEMALA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Embalse					Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta (m)			Caída neta a potencia máxima (m)	Alternativas		
	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (Mm3)								Pérdida de carga nominal (m)	Capacidad (MW)	Caudal nominal turbinable (m3/seg)
	Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Útil		Máxima	Nominal	Mínima				
Xalalá	290.0	270.0	899.0	357.0	542.0	215	75.0	69.7	55.0	66		350[a]	600.0
												280	483.0
												500	863.0
El Carmen	535.5	495.2	176.0	48.0	128.0	280	255.5	236.6	215.2	190	65.5	110[a]	66.0
												80	48.0
Serchil	1 575.0	1 535.0	189.0	42.0	147.0	1 295	280.0	260.4	240.0	249	32.0	110[a]	52.0
												80	38.0
Chulac	195.0	155.0	1 517.0	542.0	975.0	18	177.0	164.6	137.0	155	22.0	440[a]	338.0
												300	230.0
Chicoc	1 220.0	-	-	-	-	430	790.0			711	79.0	206[a]	35.0
												300	51.0
Sauce	200.0	160.0	736.0	266.0	470.0	10	190.0		150.0	170	20.0	121[a]	86.0
												60	43.0
												90	64.0
Polochic	200.0	170.0	257.0	90.0	167.0	40	160.0		130.0	143	17.0	171[a]	143.0
												120	93.0
												220	121.0
Matanzas	302.0	302.0				220	82.0	70.0		72	8.0	12[a]	19.7
Semuc	410.0	410.0				230	180.0			174	6.0	112[a]	77.0
												160	110.0
												200	137.0
El Arco	1 200.0	1 200.0				650	550.0			510	40.0	91[a]	21.0
												136	31.4
												182	42.0
Tzucanca	1 400.0	1 400.0				650	750.0			694	56.0	60[a]	10.0
												90	15.0
												120	20.0

/(continúa)

Cuadro 19 (Conclusión)

Central	Embalse: Cota (m.s.n.m.) Máxima	Embalse: Cota (m.s.n.m.) Mínima	Embalse: Volumen (Mm3) Máximo	Embalse: Volumen (Mm3) Mínimo	Embalse: Volumen (Mm3) Util	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta (m) Máxima	Caída bruta (m) Nominal	Caída bruta (m) Mínima	Caída neta a potencia máxima (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Alternativas: Capacidad (MW)	Alternativas: Caudal nominal turbinable (m3/seg)
Corral	2 260.0	2 260.0	0	0	0	900	1 360.0	145.0		1 324.0	36.0	84 a/	7.3
												126	10.9
												168	14.5
San Juan	550.0	520.0	166.0	60.0	106.0	390	160.0	145.0	130.0	144.0	16.0	100 a/	84.0
												67	56.0
												167	140.0
Estrella Polar	800.0	800.0	0	0	0	320	480.0			430.0	50.0	116 a/	32.0
												156	43.0
												232	64.0
Sumalito	1 314.0	1 314.0	0	0	0	1 070	244.0			219.0	25.0	36 a/	20.0
												44	24.0
												72	40.0
El Copón	460.0	440.0	19.0	7.0	12.0	292	168.0	158.0	148.0	160.0	8.0	123 a/	87.0
												61	43.0
												92	65.0
Altavista	1 070.0	1 070.0	0	0	0	800	270.0			246.0	24.0	55 a/	21.9
												75	30.0
												110	43.8
Montecristo	300.0	270.3	361.3	75.8	285.5	250	50.0		20.3	45.0	5.0	43 a/	108.0
												64	160.7
Jocotales	1 127.0	1 104.0	42.0	18.0	24.0	1 003	124.0	113.0	101.0	106.0	7.0	85 a/	89.0
												50	52.0
San Ramón	220.0	211.0	149.5	34.8	114.7	190	30.0		21.0	28.0	2.0	40 a/	160.0
												60	240.0
Camotán	500.0	470.0	653.5	286.5	367.0	220	280.0	265.0	250.0	266.0	14.0	145 a/	62.0
												100	43.0
Sisimite	600.0	560.0	497.9	165.9	332.0	440	160.0	140.0	120.0	152.0	8.0	72 a/	53.0
												100	74.0

a/ Potencia básica.

/Cuadro 20

Cuadro 20

EL SALVADOR: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Embalse					Cota de descarga (m.s.n.m.)			Caída bruta (m)			Caída neta a potencia máxima (m)	Alternativas		
	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (Mm3)										Pérdida de carga nominal (m)	Capacidad (MW)	Caudal nominal turbinable (m3/seg)
	Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Nominal	Mínima				
Zapotillo	430	405	1 830	660	1 170	332	330	329	100		75	88	12	120a/	172
														90	129
														150	215
Paso del Oso	330	330	80	80	0	298	296	294	33			32	1	40a/	150
														60	225
El Tigre	125	97	1 500	450	1 050		47		78		50	68	10	540a/	950
														405	712.5
														675	1 187.5

a/ Alternativa básica.

/Cuadro 21

Cuadro 21

HONDURAS: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Embalse					Cota de descarga (m.s.n.m.)			Caída bruta (m)			Caída neta a potencia máxima (m)	Alternativas	
	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (Mm3)										Pérdida de carga nominal (m)	Capacidad (MW)	Caudal nominal turbinable (m3/seg)
	Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Nominal	Mínima				
El Cajón	285	220	5 652	1 482	4 170	105	104	103	180		115	158	3	292 a/	228
														338	264
														584	456
Naranjito	410	370	920	345	575		310		100		60	89	4	84 a/	105
														126	157.5
														168	210
Wampú (P_1)	100	100	0	0	0		57		43			41	1	270 a/	772
														200	572
														340	972
Cuyamel (P_2)	250	230	6 250	4 250	2 000		100		150		130	142	8	700 a/	252
														525	189
														875	315
														1 050	379
Piedras Amarillas (P_3)	320	301.8	5 000	2 140	2 860		250		70		51.8	66	4	210 a/	382
														140	255
														135	245
Wampú I (W_1)	225	225	0	0	0		120		105			100	5	50 a/	60
														100	120
Río Frío (W_3)	470	470	0	0	0		300		170			162	8	40 a/	28
														80	56
Culuco (S_1)	100		0	0	0		35		65			61	5	75 a/	146
														50	94
Los Chorros (S_2)	205	195	2 000	1 550	450		100		105		95	95		95 a/	120
														140	177

a/ Alternativa básica.

/Cuadro 22

Cuadro 23

NICARAGUA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Embalse					Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta (m)			Caída neta a potencia máxima (m)	Alternativas		
	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (Mm3)								Pérdida de carga (m)	Capacidad (MW)	Caudal nominal turbinable (m3/seg)
	Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Útil		Máxima	Nominal	Mínima				
Brito	33.3	31.0			16 000	0	33.3		31.0	31	2.3	350 a/	1 324
												188	711
												313	1 184
Tumarín	80.0	64.0			12 300	18	62.0	57.0	46.0	53	4.0	650 a/	1 485
												860	1 965
												1 200	2 741
Wanawas	250.0	235.0			3 600 b/	100	150.0	145.0	135.0	141	4.0	590 a/	490
												700	581
												900	747
Corriente Lira	420.0	380.0	7 800	800	7 000	300	120.0			116	4.0	154	160
												100	104
												200	208
Mico	100.0	79.0	960	90	870	40	60.0			56	4.0	63 a/	137
												40	87
												80	174
Salto Grande	130.0	105.0	2 170	280	1 890	60	70.0			66	4.0	78 a/	142
												50	91
												100	182

a/ Capacidad básica.
b/ Estimado.

/Cuadro 23

Cuadro 23

COSTA RICA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Embalse: Cota (m.s.n.m.) Máxima	Embalse: Cota (m.s.n.m.) Mínima	Embalse: Volumen (Mm3) Máximo	Embalse: Volumen (Mm3) Mínimo	Embalse: Volumen (Mm3) Util	Cota de descarga (m.s.n.m.) Máxima	Cota de descarga (m.s.n.m.) Media	Cota de descarga (m.s.n.m.) Mínima	Caída bruta (m) Máxima	Caída bruta (m) Nominal	Caída bruta (m) Mínima	Caída neta a potencia máxima (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Alternativas: Capacidad (MW)	Alternativas: Caudal nominal turbinable (m3/seg)
Ventanas-Garita	530	520	12	4.5	7.5	302.4	302.2	301.8	227.8	222.8	217.8	216	2	80[a]	45
														150	84.4
Palomo	1 104.5	1 096	340	28.8	311.2		975		129.5		121	119	10.5	40[a]	40
Guayabo	430	420	4.49	0.96	3.53	256	256	254.5	174		164	155.8	18.2	180[a]	140
														300	240
Siquirres	245	190	557	167	390		60	59.5	185		130	168	17	200[a]	240
														450	360
														600	480
Boruca	260	232	14 678	9 844	4 834	42	40	38.2	220		192	216	4	800[a]	445
														600	329
														1 000	549
														1 200	659
Pirrís	1 160	1 150	24	19.6	4.4		320		840		830	790	50	130[a]	20
														195	28
El Brujo	1 500	1 500	0	0	0		550		950			850	100	300[a]	40
														200	26.6
														400	53.3
Angostura Izarco	582	565.5	11.3	0.5	10.8		430		152		135.5	133	19	174[a]	133
														116	88.7
														232	177

/(continúa)

Cuadro 23 (Conclusión)

Central	Embalse: Cota (m.s.n.m.) Máxima	Embalse: Cota (m.s.n.m.) Mínima	Embalse: Volumen (Mm3) Máximo	Embalse: Volumen (Mm3) Mínimo	Embalse: Volumen (Mm3) Util	Cota de descarga (m.s.n.m.) Máxima	Cota de descarga (m.s.n.m.) Media	Cota de descarga (m.s.n.m.) Mínima	Caída bruta (m) Máxima	Caída bruta (m) Nominal	Caída bruta (m) Mínima	Caída neta a potencia máxima (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Alternativas: Capacidad (MW)	Alternativas: Caudal nominal turbinable (m3/seg)
San Fernando	840	839	0.4	0	0	400			440			382	58	130 a/	38.6
														90	26.9
														195	57.9
Palmar	45	41	70	35	35	20			25		21	23	2	120 a/	606
														180	903
Cedral	280	275	174	137	37	50			230		225	207	23	220 a/	120
														150	82
														300	163
Sarê	620	610	25	16	9	420			200		190	173	27	180 a/	118
														120	78.7
Tayutic-Pacuarê	590	570	65	5.5	59.5	260			330		310	318	12	164 a/	52.6
														246	78.9
Purrires-Turrubarês	300	280	10.3	3.4	6.9	105			195		175	153	42	160 a/	118
														120	88.5
														240	177
Turrubarês	100	90	239	149	90	13			87		77	81	6	120 a/	167
														240	334

a/ Potencia básica.

/Cuadro 24

Cuadro 24

PANAMA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Embalse					Cota de descarga (m.s.n.m.)	Caída bruta (m)			Caída neta a potencia máxima (m)	Alternativas		
	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (Mm3)								Pérdida de carga nominal (m)	Capacidad (MW)	Caudal nominal turbinable (m3/seg)
	Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util		Máxima	Nominal	Mínima				
Teribe B2-2M	310.0	270.0	462.0	235.0	227.0	10	300.0	283.0	260.0	232.0	28.0	219 a/	97.0
												160	81.7
Teribe C2-2	630.0					310		324.0				280	142.9
												126	46.0
Teribe C7-2	1 290.0					640				640.0		90	14.7
Teribe C3-2	700.0					310		377.0				78	24.0
Changuinola D2-2	140.0	112.0	4 118.0	2 743.0	1 375.0	10	130.0	118.0	102.0	121.5	6.0	240 a/	276.0
												200	230.8
Changuinola H1-1W	310.0	270.0	1 490.0	675.0	815.0	140	170.0	152.0	130.0	140.0	2.0	270	311.6
												270 a/	228.0
Culebre F1-2	1 770.0					670		1 097.0				534	455.4
												134	14.0
Culebre G3-2M	600.0	567.0	27.5	6.5	21.0	400	200.0	187.0	167.0	167.0	9.0	146 a/	70.8
Changuinola G6-2	600.0					310		352.0	115.0			132	44.0

a/ Capacidad básica.

directas permitiera obtener para todos los proyectos involucrados series de caudales de longitud adecuada para los estudios de operación.

El estudio hidrológico comprendió la revisión de la información hidrológica básica; la extensión cuando fue posible de los registros históricos mediante análisis de regresión lineal con otras estaciones con información disponible, y la generación de muestras sintéticas de caudales medios mensuales con una extensión de 30 años.

Los detalles del modelo de generación estocástica utilizado, así como las series obtenidas para la gran mayoría de los proyectos seleccionados están contenidos en el informe: Proyecto Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Análisis, Extensión y Generación Sintética de las Series Hidrológicas para los Proyectos Considerados en el Estudio (CCE/SC.5/GRIE/V/3).

b) Estudios de operación simulada

Los estudios de operación simulada realizados en esta etapa tienen por objeto obtener las características de generación de todas las plantas que serán consideradas en la definición del programa de desarrollo a largo plazo mediante el Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI).[7/] Para cada alternativa de capacidad instalada es necesario definir la generación en año de hidrología media y en año de hidrología seca para cada período en que se dividió el año (4), y además el valor máximo que pueden tomar las variables de traspaso de energía entre períodos.

La generación en año seco está destinada a suministrar al modelo la generación hidroeléctrica en condiciones críticas, con el objeto de que se cumplan las restricciones de seguridad de abastecimiento. Con los valores medios de generación el modelo calcula el costo anual de operación del sistema, el que va incorporado en la función objetivo. Las variables de traspaso permiten hacer una optimización preliminar de la operación de las plantas con regulación, recomendando los niveles de transferencia de energía entre períodos del año.

7/ Véase el documento Modelo global de selección de inversiones (MGI) para los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV

/Los estudios

Los estudios de operación simulada se realizaron mediante modelos matemáticos denominados OPEHID y OPECAS basados en un modelo de simulación de una central hidroeléctrica preparado por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) de Chile (Programa OEPHO3).[8/] El programa OEPHO3 simula la operación de una central de embalse mediante balance mensual entre el volumen afluente, la regulación del embalse y los caudales afluentes (turbinados y de rebase). Los volúmenes afluentes resultan del caudal que ingresa al embalse más la precipitación directa sobre su superficie libre menos la evaporación desde la misma. Se establece una regla de operación para el movimiento del embalse y pueden representarse en el modelo restricciones del caudal mínimo evacuado y de energía firme. Las características del embalse se representan mediante la curva de volumen embalsado en función de la cota.

El programa OPEHID utiliza el programa OEPHO3 como una subrutina y calcula la energía generada para cada mes del período en estudio (29 años en este caso).[9/] La energía agrupada por años hidrológicos es sometida a un tratamiento estadístico con objeto de obtener los valores característicos. En este proceso se aceptó que a la energía generada puede ajustársele una ley de distribución logarítmico-normal[10/] y se calculan los valores de energía anual para probabilidades de ocurrencia 95% (año seco), 50% (año medio) y 80% (año húmedo). El programa realiza además una distribución mensual de las generaciones características anuales mediante análisis de la distribución anual en los años que más se asemejan en generación total anual a los característicos. Por último el programa agrupa la energía de los meses de los años característicos en períodos dentro del año (en este caso trimestralmente para uso en el modelo MGI).

El programa OPECAS analiza la operación de varias centrales en cascada. Cada planta está caracterizada por sus datos técnicos y por

8/ Véase el documento Modelo de operación simulada de una central hidroeléctrica (OPEHID) (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.3), febrero de 1977.

9/ Se utilizaron muestras hidrológicas de 30 años civiles que se reducen a 29 años hidrológicos.

10/ También llamada Ley de Galton.

/los caudales

los caudales naturales en sitio de presa. El programa realiza la operación de la planta de aguas arriba y el caudal afluente a la siguiente planta resulta de sumar al caudal afluente de la primera el caudal de la cuenca intermedia existente entre ambas. El resto del análisis probabilístico de energía en este modelo es similar al descrito para el Modelo OPEHID.

En los procesos destinados a definir las características de generación de las plantas para ser utilizadas en el modelo MGI se adoptaron políticas de operación relativamente simples, consistentes en general en mantener los embalses en niveles relativamente elevados pero que sin embargo no permitieran grandes pérdidas de energía por rebases. Se tanteó con varias políticas de operación seleccionándose, en general, la que produjera más energía media. Los procesos con el modelo MGI permitirán, al optimizar las variables de traspaso, corregir estas reglas de operación de acuerdo a las características de los sistemas.

Los resultados de los procesos de operación simulada para los proyectos de los seis países del Istmo se presentan en los cuadros 25 al 30. Se incluyen en ellos los proyectos existentes, ya que su generación interviene tanto en la preparación del modelo MGI como en los procesos posteriores mediante el modelo WASP.

5. Estimación de los costos de inversión y operación de los recursos hidroeléctricos

La estimación de los costos de las alternativas hidroeléctricas que serán consideradas en los estudios de desarrollo a largo plazo constituye parte importante de los servicios de consultoría de Montreal Engineering Company (MONENCO). El objetivo de este trabajo es obtener el costo de los proyectos sobre bases uniformes, de forma que la selección de los mismos en los programas de desarrollo pueda hacerse mediante comparación económica. Dado que la metodología utilizada (modelo MGI) permite determinar la potencia por ser instalada en cada proyecto, se hicieron estimaciones de costo para distintas alternativas de potencia instalada, suponiendo que la variación de capacidad no afectará fundamentalmente las características básicas de la obra.

/Cuadro 25

Cuadro 25

GUATEMALA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Proyecto	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Medio	Húmedo
Xalalá	280	944	1 146	1 265	350 a/	938	1 150	1 275	500	938	1 150	1 275
El Carmen	80	186	278	342	110 a/	182	304	394				
Serchil	80	239	311	356	110 a/	237	324	380				
Chulac	300	1 500	1 047	1 728	440 a/	1 707	1 887	1 987				
Chicoc	206 a/	1 219	1 352	1 425	300	1 383	1 628	1 769				
Sauce	60	232	266	285	90	230	268	290	121 a/	230	268	290
Polochic	120	468	553	602	171 a/	479	593	660	220	480	624	713
Matanzas	12	56	64	68								
Semuc	112 a/	589	673	719	160	628	756	831	200	630	770	854
El Arco	91 a/	485	566	612	136	580	691	756	102	614	759	846
Tzucanca	60 a/	319	372	402	90	381	455	500	120	402	497	555
Corral	84 a/	425	508	556	126	435	569	653	168	426	584	687
San Juan	67	362	419	452	100 a/	428	510	558	167	446	573	651
Estrella Polar	116 a/	624	718	772	156	723	858	937	232	783	998	1 130
Sumalito	36 a/	183	214	231	44	202	240	262	72	219	283	322
El Copón	61	379	427	454	92	476	547	587	123 a/	512	607	663
Altavista	55 a/	276	319	343	75	321	383	419	110	340	437	498
Montecristo	43 a/	190	226	247	64	202	253	284				
Jocotales	50	168	210	235	85 a/	173	240	283				
San Ramón	40 a/	178	229	261	60	196	271	319				
Camotán	100	270	393	476	145 a/	281	440	553				
Sisimite	72 a/	204	292	350	100	214	334	419				
Pueblo Viejo b/	230	1 232	1 420	1 527								
Los Esclavos b/	14	54	69	79								
María Linda b/	90	246	303	336								
Jurún Marinalá b/	58	115	171	209								
Menores b/	21	114	139	143								

a/ Alternativa básica. b/ Existente.

Cuadro 26

EL SALVADOR: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Proyecto	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año			Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año			Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año		
		Seco	Medio	Húmedo		Seco	Medio	Húmedo		Seco	Medio	Húmedo
Zapotillo	90	283	379	440	120[a]	304	433	519	150	309	467	577
Paso del Oso	40[a]	103	144	171	60	107	164	203				
El Tigre	405	1 284	1 620	1 825	540[a]	1 362	1 824	2 118	675	1 370	1 940	2 318
Guajoyo[b]	15	54	71	82								
5 de Noviembre[b]	81	371	425	457								
Cerrón Grande[b]	270	458	668	810								
San Lorenzo[b]	180	540	672	753								

a/ Alternativa básica.
b/ Cifras obtenidas de los informes originales.

/Cuadro 27

Cuadro 27

HONDURAS: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Proyecto	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año			Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año			Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año		
		Seco	Medio	Húmedo		Seco	Medio	Húmedo		Seco	Medio	Húmedo
El Cajón	292[a]	943	1 373	1 664	438	942	1 422	1 756	584	914	1 503	1 939
Naranjito	84[a]	278	339	374	126	296	389	446	168	296	408	481
Wampú	200	629	925	1 127	270[a]	612	1 011	1 306	340	593	1 046	1 398
Cuyamel	525	2 081	2 879	3 399	700[a]	2 136	3 304	4 130	875	2 136	3 467	4 570
Cuyamel	1 050	2 136	3 508	4 949								
Piedras Amarillas	140	527	746	892	210[a]	514	845	1 090	315	497	899	1 218
Wampú 5	50[a]	118	192	247	100	109	207	286				
Río Frío	40[a]	90	145	185	80	83	157	217				
Culuco	50	174	244	290	75[a]	169	271	346				
Los Chorros	95[a]	281	426	527	140	268	445	576				
Cañaveral[b]												
Río Lindo[b]												

a/ Alternativa básica.
b/ Cifras obtenidas de los informes originales.

/Cuadro 28

Cuadro 28

NICARAGUA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Proyecto	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo
Brito	250	1 100	1 130	-	188 b/	1 100	1 130	-	313	1 100	1 130	
Tumarín	860 b/	4 130 c/	4 550 c/	-	650	4 130 c/	4 550 c/	-	1 200	4 130 c/	4 550 c/	
Wanawas	590 b/	2 770 c/	3 020 c/		700	2 770 c/	3 020 c/		900	2 770 c/	3 020 c/	
Corriente Lira	100	436	536	595	154 b/	409	581	696	200	403	588	713
Mico	40	166	191	206	63 b/	193	229	250	80	191	238	266
Salto Grande	50	233	266	285	78 b/	265	316	345	100	260	327	368
Centroamérica a/	50	160	207	237								
Gral. Somoza a/	50	110	150	176								

a/ Existente.
b/ Alternativa básica.
c/ Estimación preliminar.

/Cuadro 29

Cuadro 29

COSTA RICA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Proyecto	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo
Ventanas Garita	80 a/	430	502	543	150	465	602	687				
Palomo	40 a/	176	195	206								
Guayabo	150 a/	913 b/	1 136 b/		300							
Siquirres	300 a/	1 289	1 539 b/		450				600			
Boruca	600	3 569	3 931	4 129	810 a/	4 158	4 695	4 990	1 000	4 476	5 156	5 543
Boruca	1 200	4 361	5 276	5 816								
Pirris	130 a/	591	700	763	195	636	798	896				
El Brujo	200	863	998	1 035	300 a/	875	1 063	1 175	400	868	1 071	1 193
Angostura Yzarco	116	785	868	913	174 a/	963	1 105	1 180	232	967	1 146	1 250
San Fernando	90	455	540	589	130 a/	467	594	672	195	456	607	703
Palmar	120 a/	471	548	592	180	482	588	650				
Cedral	150	748	846	901	220 a/	793	941	1 027	300	787	966	1 073
Sarê	120	468	541	583	180 a/	470	570	629				
Tayutic Pacuare	164 a/	797	925	998	246	777	936	1 030				
Purrires-Turribares	120	676	780	840	160 a/	728	878	966	240	748	968	1 103
Turrubares	120 a/		534 b/		240							
Menores	38	250	270	280								
Garita	30	228	243	250								
Arenal	156	517	625	689								
Río Macho	120	148	188	212								
Cachí	96	658	587	719								
Coribicí	174	550	663	730								
Menores	38	303	321	331								

a/ Alternativa básica; b/ Cifras obtenidas de los informes originales.

Cuadro 30

PANAMA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA

Proyecto	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo	Capacidad (MW)	Generación (GWh) Año Seco	Generación (GWh) Año Medio	Generación (GWh) Año Húmedo
Changuinola (D22)	200	1 498	1 637	1 713	240	1 547	1 809	1 959	270	1 509	1 813	1 992
Changuinola (H11)	267	1 597	1 817	1 942	534	1 582	1 848	2 001				
Teribe (B22)	219	1 244	1 432	1 538	160	1 107	1 240	1 314	280	1 237	1 468	1 603
Tabasara'	112	600	691	743	168	697	833	912				
Bayano	150	589	731	816								
Estrella	38	223	253	269								
Los Valles	42	280	212	282								
Fortuna	255	1 260 a/	1 480 a/	1 600 a/								

a/ Alternativa básica.

Las capacidades alternativas se seleccionaron teniendo en cuenta la capacidad instalada original (capacidad básica), la energía generable, el grado de regulación de la planta y las características del circuito hidráulico.

Los costos de inversión constan de tres elementos básicos: costos directos, gastos generales y gastos imprevistos, a los cuales se agregan los intereses durante la construcción.

Los costos directos abarcan el acceso, terreno, construcción civil, compra e instalación de equipos mecánicos y eléctricos.

Los gastos indirectos cubren el alojamiento y otras facilidades para el personal de la construcción, ingeniería, dirección del proyecto y administración por parte de los propietarios.

Los gastos imprevistos pretenden cubrir las partidas que no se incluyen por falta de información completa.

Las estimaciones de los costos de inversión están basadas en los siguientes criterios:

i) Se incluyen todos los costos de inversión del proyecto hasta la parte de bajo voltaje de los transformadores elevadores. No se incluyen las inversiones ya realizadas en estudios;

ii) Los niveles de precios corresponden al mes de diciembre de 1977;

iii) Se supone que los proyectos serán construidos por medio de contratistas extranjeros a través de llamados a licitación internacionales;

iv) Los equipos principales serían obtenidos en el mercado mundial a través de ofertas competitivas;

v) Se excluyen los derechos de aduana e impuestos.

Los costos que dependen del suministro de la mano de obra extranjera difiere muy levemente entre los diferentes países. Otros costos, que dependen de la mano de obra y suministros locales, varían considerablemente de un país a otro, por lo cual fue necesario estimar las relaciones de costos entre países.

Debido a los tres niveles de datos disponibles para este estudio, se adoptó un procedimiento de estimación diferente para cada nivel de datos (factibilidad, prefactibilidad y evaluación). No obstante, se

/estimaron

estimaron los tres niveles, dentro de lo posible, sobre una base de costos consistentes utilizando los datos de costos para los proyectos de factibilidad en los proyectos de prefactibilidad, y en forma similar, se utilizaron los datos de costos de prefactibilidad para calcular los de los proyectos en etapa de evaluación.

a) Costos directos

En el caso de proyectos a nivel de factibilidad se dispuso de estimaciones detalladas de cantidades y de costos. En general se aceptaron las cantidades de los informes y los precios unitarios fueron uniformados al nivel de fines de 1977.

Para los proyectos a nivel de prefactibilidad, además de reexaminar cada proyecto para verificar sus características principales de ingeniería y sus cubicaciones, se calcularon los costos mediante cantidades y precios unitarios para las partidas principales.

Las estimaciones de costos para los proyectos en etapa de evaluación fueron obtenidas en general de fórmulas y curvas empíricas, basados en las informaciones de los proyectos de prefactibilidad, de manera de lograr una conformidad entre la estimación del costo para los proyectos de prefactibilidad y los de evaluación.

b) Gastos generales

En los proyectos a nivel de factibilidad se aceptaron las cifras de los informes. Para el resto de los proyectos los gastos generales se calcularon como porcentajes de los costos directos según el siguiente detalle: campamento, 10%; estudios de factibilidad, 1%; ingeniería, 6%; dirección del proyecto, 6%; y administración a cargo de los propietarios, 2%.

c) Gastos imprevistos

Para los proyectos con nivel de factibilidad se aceptaron los gastos imprevistos proporcionados en las estimaciones originales.

/Para los

Para los proyectos a nivel de prefactibilidad los gastos imprevistos relacionados con las incertidumbres inherentes a los diversos aspectos de los proyectos se supusieron en la siguiente forma:

Trabajos subterráneos	25%
Trabajos sobre la superficie	15%
Equipos mecánicos y eléctricos	5%

Para las estimaciones a nivel de evaluación se utilizaron gastos imprevistos totales de 30%.

d) Estimación de costos para las capacidades instaladas alternativas

En la preparación de las estimaciones de costos para las capacidades instaladas alternativas, no se modificó la disposición de los proyectos ni sus características de ingeniería principales. Los ajustes se realizaron solamente en los elementos relacionados con la potencia, tales como tomas, circuitos hidráulicos y estructuras y equipos de la casa de máquinas, aplicando los mismos costos unitarios que para los casos básicos.

El costo de las capacidades instaladas alternativamente para los proyectos de evaluación fue estimado prorrateando el costo de las facilidades de potencia del caso básico por la relación de las capacidades instaladas.

e) Períodos de desarrollo de los proyectos

En los casos en que estos datos no estaban explícitos en los informes originales se adoptaron las siguientes pautas:

Capacidad instalada	Período en meses		
	Menos de 100 MW	100 a 300 MW	Más de 300 MW
Estudios preliminares	Variable		
Estudios de factibilidad	12	24	30
Preparación de los documentos de licitación	6	9	12
Invitación de ofertas, evaluación y adjudicación	6	8	8
Construcción	36	48	60 a 72

/El período

El período indicado en la tabla anterior para estudios preliminares se refiere al tiempo necesario para mejorar la información básica (topografía, geología, hidrología, ecología) hasta un nivel tal que la planta pueda ser pasada a un nivel de diseño y es, por lo tanto, variable según el grado de definición de cada proyecto. Para los estudios a nivel de prefactibilidad se estima en un año, mientras que para los proyectos en etapa de evaluación debe ser al menos de tres años.

f) Programas de desembolsos y proporción moneda local y moneda extranjera

Los costos de proyectos fueron distribuidos a través del período desde el comienzo de la preparación de los documentos de licitación hasta la terminación de la construcción. La fecha cero en el programa de desembolso es el año de la entrada en operación de la primera unidad.

En proyectos a nivel de factibilidad se adoptó la proporción moneda local y extranjera dada en los informes. Para proyectos de prefactibilidad y evaluación se adoptó una división de 30% moneda local y 70% moneda extranjera.

g) Intereses durante la construcción.

Se calcularon los intereses del capital invertido durante la construcción de los proyectos utilizando el ritmo de desembolsos de cada proyecto con una tasa de 12% (igual a la tasa de actualización seleccionada para el estudio). Se supone que las inversiones se efectúan en la mitad de cada año.

h) Costos de operación y mantenimiento

Se estimaron los costos de operación y mantenimiento por medio de la aplicación de los siguientes porcentajes a los costos de inversión:

	Porcentaje del correspondiente costo de inversión
Gastos de operación y mantenimiento derivados de las facilidades de potencia	0.65 para mano de obra 0.35 para materiales
Gastos de operación y mantenimiento de obras independientes de la potencia	0.05 para mano de obra 0.02 para materiales

/6. Costos

6. Costos de las líneas de transmisión

Al costo de las plantas hidroeléctricas se agregó el costo de las líneas de transmisión necesarias para sacar la energía hasta el centro de consumo más cercano. En esta etapa la estimación es aproximada, debido a que no se han considerado esquemas en los cuales una misma línea se aprovecha para transmitir la energía de dos o más centrales o, en otros casos, la agregación de la energía de un proyecto obliga a efectuar refuerzos en la línea troncal.

Los nodos y la longitud de la línea a los cuales aportarían los proyectos, así como las tensiones de transmisión y el número de circuitos fueron recomendados por MONENCO.[11/] En el mismo informe se indican los costos recomendados para líneas y subestaciones típicas.

En los cuadros 31 al 36 se incluyen los cálculos de los costos de transmisión para los proyectos hidroeléctricos considerados en el estudio, los que se han calculado bajo los siguientes criterios:

i) El costo directo de la transmisión consiste del costo de la línea más el costo de un terminal de línea por cada circuito y un terminal de transformador por cada unidad generadora;

ii) Para todos los casos se supuso un trazado con dificultades topográficas medias;

iii) El costo de transformadores se calculó suponiendo factor de potencia 0.90;

iv) Los gastos de operación y mantenimiento se supusieron de 0.75% del costo de la línea más 1.5% del costo de las subestaciones;

v) El período de amortización de la línea es igual al de la central (50 años).

7. Costos de la potencia instalada y costos de generación de los proyectos hidroeléctricos

Con base en las estimaciones de costo preparadas por Montreal Engineering Company (MONENCO) y en los resultados de los estudios de operación

11/ Véase el informe Costos preliminares para líneas de transmisión y subestaciones (borrador), MONENCO, julio de 1978.

/simulada

simulada para diferentes capacidades instaladas se han calculado los costos unitarios de la potencia instalada y los costos de generación para las distintas alternativas de cada proyecto.

El cálculo se hizo con los siguientes criterios económicos:

i) El costo total resulta del costo directo más los gastos de ingeniería y administración e intereses durante la construcción, calculados con tasa de 12% anual, el plazo de construcción de la central es el sugerido por MONENCO y el de la transmisión de un año;

ii) El costo anual de capital considera el interés de 12% anual sobre el capital invertido y las provisiones para la reposición de la obra (factor de recuperación del capital para un período de 50 años).

iii) El costo total anual de generación resulta de sumar al costo anual de capital los costos de operación y mantenimiento;

iv) La generación media anual se obtuvo, generalmente, de los estudios de operación simulada como promedio de 30 años. En los casos en que no se contó con estadísticas hidrológicas se aceptó la generación media estimada en el proyecto de capacidad básica y se supuso que éste no varía para las otras alternativas.

Los resultados de los cálculos se presentan en los cuadros 37 al 42 para los seis países del Istmo.

En las figuras 7 a la 12 se han graficado los costos de generación en función del factor de planta de los proyectos. Aparecen en dichas figuras como referencia los costos de generación de unidades vapor-petróleo de 100 y 200 MW para precios medios del combustible a nivel de fines de 1977.

Como puede observarse, existen varios proyectos favorablemente competitivos con la generación termoeléctrica; también hay otros cuyo costo de generación es demasiado alto. Aun suponiendo alzas de 4% anual en el costo del combustible en el período 1979-2000 (lo que significa aumentos de 60% y 62% en los costos de generación térmicos)[12/] varios de los proyectos considerados no podrían competir con los costos de generación termoeléctrica y con toda seguridad no entrarán en los programas de desarrollo.

12/ Para factores de planta de 80%.

/Cuadro 31

Cuadro 231

GUATEMALA: COSTOS DE TRANSMISION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Número: De turbinas	Número: De líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea (0.75%) (US$ x 10^6)	Costo directo de subestaciones (1.5%) (US$ x 10^6): Total	Transformadores	Terminales: De líneas	Terminales: De transformadores	Costo anual de operación y mantenimiento (US$ x 10^6)
Xalalá	Guatemala	150	350	4	2	230	21.30	4.56	2.06	0.90	1.60	0.23
			280	4	2	230	21.30	4.15	1.65	0.90	1.60	0.22
			500	6	2	230	21.30	6.25	2.95	0.90	2.40	0.25
El Carmen	Escuintla	65	110	2	1	138	3.45	1.31	0.46	0.30	0.55	0.05
			80	2	1	138	3.45	1.19	0.34	0.30	0.55	0.09
Serchil	Quezaltenango	55	110	3	1	138	2.92	1.59	0.46	0.30	0.83	0.05
			80	2	1	138	2.92	1.19	0.34	0.30	0.55	0.04
Chulac	Guatemala	140	440	6	2	230	19.88	5.89	2.59	0.90	2.40	0.24
			300	6	2	230	19.88	5.07	1.77	0.90	2.40	0.23
Chicoc	Guatemala	150	206	4	1	230	12.45	3.26	1.21	0.45	1.60	0.14
			300	4	2	230	21.30	4.27	1.77	0.90	1.60	0.22
Sauce	El Estor	10	121	3	1	138	0.53	1.64	0.51	0.30	0.83	0.03
			60	2	1	138	0.53	1.10	0.25	0.30	0.55	0.02
			90	3	1	138	0.53	1.23	0.38	0.30	0.55	0.02
Polochic-Matanzas	230 kV Trunk Line	20	183	4	1	230	1.66	2.98	1.08	0.30	1.60	0.06
			132	4	1	230	1.66	2.68	0.78	0.30	1.60	0.05
			232	5	1	230	1.66	3.67	1.37	0.30	2.00	0.07
Semuc	230 kV Trunk Line	20	112	3	1	230	1.66	2.16	0.66	0.30	1.20	0.04
			160	4	1	230	1.66	2.84	0.94	0.30	1.60	0.06
			200	4	1	230	1.66	3.08	1.18	0.30	1.60	0.06
San Juan	San Cristóbal	80	100	3	1	138	4.24	1.55	0.42	0.30	0.83	0.06
			67	2	1	138	4.24	1.13	0.28	0.30	0.55	0.05
			167	4	1	138	4.24	2.10	0.70	0.30	1.10	0.06
El Arco	San Cristóbal	100	91	2	1	138	5.30	1.23	0.38	0.30	0.55	0.06
			136	3	2	138	9.10	2.00	0.57	0.60	0.83	0.10
			182	4	2	138	9.10	2.47	0.77	0.60	1.10	0.11
Tzucanca	San Cristóbal	100	60	2	1	138	5.30	1.10	0.25	0.30	0.55	0.06
			90	2	1	138	5.30	1.23	0.38	0.30	0.55	0.06
			120	2	1	138	5.30	1.36	0.59	0.30	0.55	0.06
Estrella Polar	San Cristóbal	60	116	3	1	138	3.18	1.62	0.49	0.30	0.83	0.05
			156	3	2	138	5.46	2.09	0.66	0.60	0.83	0.07
			232	4	2	138	5.46	2.68	0.98	0.60	1.10	0.08

/(continúa)

Cuadro 31 (Conclusión)

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Número: De turbinas	Número: De líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea (0.75%) (US$ x 10^6)	Costo directo de subestaciones (1.5%) (US$ x 10^6): Total	Transformadores	Terminales: De líneas	Terminales: De transformadores	Costo anual de operación y mantenimiento (US$ x 10^6)
Corral	Existing 230 kV line	5	84	2	2	230	0.71	2.19	0.49	0.90	0.80	0.04
			126	3	2	230	0.71	2.84	0.74	0.90	1.20	0.05
			168	4	2	230	0.71	3.49	0.99	0.90	1.60	0.06
Sumalito	San Cristóbal	70	36	2	1	138	3.71	1.00	0.15	0.30	0.55	0.04
			44	2	1	138	3.71	1.04	0.19	0.30	0.55	0.04
			72	3	1	138	3.71	1.43	0.30	0.30	0.83	0.05
El Copón	San Cristóbal	40	123	2	1	138	2.12	1.37	0.52	0.30	0.55	0.04
			61	1	1	138	2.12	0.84	0.26	0.30	0.28	0.03
			92	2	1	138	2.12	1.24	0.39	0.30	0.55	0.03
Alta Vista	San Cristóbal	60	55	2	1	138	3.18	1.08	0.23	0.30	0.55	0.04
			75	2	1	138	3.18	1.17	0.32	0.30	0.55	0.04
			110	2	1	138	3.18	1.31	0.46	0.30	0.55	0.04
Montecristo	San Cristóbal	90	43	2	1	138	4.77	1.03	0.18	0.30	0.55	0.05
			64	2	1	138	4.77	1.12	0.27	0.30	0.55	0.05
Jocotales	San Cristóbal	50	85	2	1	138	2.65	1.21	0.36	0.30	0.55	0.04
			50	2	1	138	2.65	1.06	0.21	0.30	0.55	0.04
San Ramón	San Cristobal	100	40	2	1	138	5.30	1.02	0.17	0.30	0.55	0.06
			60	3	1	138	5.30	1.38	0.25	0.30	0.83	0.06
Camotán	Guatemala	170	145	2	2	138	15.47	1.76	0.61	0.60	0.55	0.14
			100	2	2	138	15.47	1.57	0.42	0.60	0.55	0.14
Sisimite	Guatemala	35	72	2	1	138	1.86	1.15	0.42	0.30	0.55	0.03
			100	2	1	138	1.86	1.27	0.42	0.30	0.55	0.03

/Cuadro 32

Cuadro 32

EL SALVADOR: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Número: De turbinas	Número: De líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea (0.75%) (US$ x 10^6)	Costo directo de subestaciones (1.5%) (US$ x 10^6): Total	Transformadores	Terminales: De líneas	Terminales: De transformadores	Costo anual de operación y mantenimiento (US$ x 10^6)
Zapotillo	Santa Ana	30	120	2	1	115	1.44	1.28	0.48	0.30	0.50	0.03
			90	2	1	115	1.44	1.16	0.36	0.30	0.50	0.03
			150	2	1	115	1.44	1.40	0.60	0.30	0.50	0.03
Paso del Oso	Santa Ana	30	40	2	1	115	1.44	0.96	0.16	0.30	0.50	0.03
			60	2	1	115	1.44	1.04	0.24	0.30	0.50	0.03
El Tigre	San Salvador	75	540	4	2	230	10.65	5.68	3.18	0.90	1.60	0.11
			405	3	2	230	10.65	4.49	2.39	0.90	1.20	0.09
			675	5	2	230	10.65	6.88	3.98	0.90	2.00	0.13

Nota: Uso de costos correspondientes a 138 kV para transmisión en 115 kV.

/Cuadro 33

Cuadro 33

HONDURAS: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Número: De turbinas	Número: De líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea (0.75%) (US$ x 10^6)	Costo directo de subestaciones (1.5%) (US$ x 10^6): Total	Transformadores	Terminales: De líneas	Terminales: De transformadores	Costo anual de operación y mantenimiento (US$ x 10^6)
El Cajón	Tegucigalpa	150	292	4	2	230	21.30	4.22	1.72	0.90	1.60	0.22
			438	6	2	230	21.30	5.88	2.58	0.90	2.40	0.25
			584	8	3	230	33.75	7.99	3.44	1.35	3.20	0.37
Naranjito	Tegucigalpa	210	84	2	1	138	11.13	1.20	0.35	0.30	0.55	0.10
			126	3	2	138	19.11	1.96	0.53	0.60	0.83	0.17
			168	4	2	138	19.11	2.41	0.71	0.60	1.10	0.18
Wampú	Tegucigalpa	360	270	4	2	230	51.12	4.09	1.59	0.90	1.60	0.44
			200	3	2	230	51.12	3.28	1.18	0.90	1.20	0.43
			340	5	2	230	51.12	4.90	2.00	0.90	2.00	0.46
Cuyamel	Tegucigalpa	310	700	4	2	345	74.09	9.39	5.29	1.50	2.60	0.70
			525	3	2	345	74.09	7.42	3.97	1.50	1.95	0.67
			875	5	3	345	117.49	12.12	6.62	2.25	3.25	1.06
			1 050	6	3	345	117.49	14.09	7.94	2.25	3.90	1.09
Piedras Amarillas	Tegucigalpa	280	210	4	1	230	23.24	3.29	1.24	0.45	1.60	0.22
			140	2	1	230	23.24	2.07	0.82	0.45	0.80	0.21
			315	6	2	230	39.76	5.16	1.86	0.90	2.40	0.38
Wampú I	Tegucigalpa	330	50	2	1	138	17.49	1.06	0.21	0.30	0.55	0.15
			100	4	2	138	30.03	2.12	0.42	0.60	1.10	0.26
Río Frío	Tegucigalpa	310	40	2	1	138	16.43	1.02	0.17	0.30	0.55	0.14
			80	2	2	138	28.21	1.49	0.34	0.60	0.55	0.23
Culuco	Tegucigalpa	360	75	2	2	138	32.76	1.47	0.32	0.60	0.55	0.27
			50	2	1	138	19.08	1.06	0.21	0.30	0.55	0.16
Los Chorros	Tegucigalpa	340	95	2	1	230	28.22	1.81	0.56	0.45	0.80	0.24
			140	3	1	230	28.22	2.11	0.82	0.45	1.20	0.24

/Cuadro 34

Cuadro 34

NICARAGUA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Número: De turbinas	Número: De líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea (0.75%) (US$ x 10^6)	Costo directo de subestaciones (1.5%) (US$ x 10^6): Total	Transformadores	Terminales: De líneas	Terminales: De transformadores	Costo anual de operación y mantenimiento (US$ x 10^6)
Brito	Tipitapa	5	188	3	2	138	0.46	2.22	0.79	0.60	0.83	0.04
			250	4	2	138	0.46	2.76	1.06	0.60	1.10	0.04
			313	5	2	138	0.46	3.30	1.32	0.60	1.38	0.05
Tumarín	Managua	270	650	5	2	345	64.53	9.66	4.91	1.50	3.25	0.63
			780	6	2	345	64.53	11.30	5.90	1.50	3.90	0.65
			910	7	3	345	102.33	13.68	6.88	2.25	4.55	0.97
Wanawas		200	500	5	2	230	28.40	5.85	2.95	0.90	2.00	0.30
			700	7	2	345	47.80	11.34	5.29	1.50	4.55	0.53
			900	9	3	345	75.80	14.90	6.80	2.25	5.85	0.79
Corriente Lira	Sébaco	100	100	2	1	138	5.83	1.27	0.42	0.30	0.55	0.06
			154	2	2	138	10.01	1.80	0.65	0.60	0.55	0.10
			200	3	2	138	10.01	2.27	0.84	0.60	0.83	0.11
Mico	La Gateada	50	40	2	1	138	2.65	1.02	0.17	0.30	0.55	0.04
			63	2	1	138	2.65	1.12	0.27	0.30	0.55	0.04
			80	2	1	138	2.65	1.19	0.34	0.30	0.55	0.04
Salto Grande	Acoyapa	90	50	2	1	138	4.77	1.06	0.21	0.30	0.55	0.05
			78	2	1	138	4.77	1.18	0.33	0.30	0.55	0.05
			100	2	2	138	8.19	1.57	0.42	0.60	0.55	0.08

/Cuadro 35

Cuadro 35

COSTA RICA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Número: De turbinas	Número: De líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea (0.75%) (US$ x 10^6)	Costo directo de subestaciones (1.5%) (US$ x 10^6): Total	Transformadores	Terminales: De líneas	Terminales: De transformadores	Costo anual de operación y mantenimiento (US$ x 10^6)
Ventanas-Garita	Garita	5	80	2	1	138	0.27	1.19	0.34	0.30	0.55	0.02
			150	2	1	138	0.27	1.48	0.63	0.30	0.55	0.02
Palomo	Este	15	40	2	1	138	0.80	1.02	0.17	0.30	0.55	0.02
Guayabo	Cachí	20	180	3	2	138	1.82	2.19	0.76	0.60	0.83	0.05
			240	4	3	138	2.88	3.01	1.01	0.90	1.10	0.07
Siquirres	San Juan	70	310	4	1	230	5.81	3.88	1.83	0.45	1.60	0.10
			450	6	2	230	9.94	5.95	2.65	0.90	2.40	0.16
			620	8	2	230	9.94	7.75	3.65	0.90	3.20	0.19
Boruca	San José	150	810	4	2	345	35.85	10.22	6.12	1.50	2.60	0.42
			600	3	1	345	21.00	7.24	4.54	0.75	1.95	0.27
			1 000	5	2	345	35.85	12.31	7.56	1.50	3.25	0.45
			1 200	6	2	345	35.85	14.47	9.07	1.50	3.90	0.49
Pirrís	San José	40	130	2	1	138	2.12	1.40	0.55	0.30	0.55	0.04
			195	3	2	138	3.64	2.25	0.82	0.60	0.83	0.06
El Brujo	San José	70	300	3	1	230	5.81	3.42	1.77	0.45	1.20	0.09
			200	2	1	138	3.71	1.69	0.84	0.30	0.55	0.05
			400	4	1	230	5.81	4.41	2.36	0.45	1.60	0.11
Angostura-Izarco	San José	70	174	4	2	138	6.37	2.43	0.73	0.60	1.10	0.08
			116	3	1	138	3.71	1.62	0.49	0.30	0.83	0.05
			232	4	2	138	6.37	2.68	0.98	0.60	1.10	0.09
San Fernando	San José	80	130	2	1	138	4.24	1.40	0.55	0.30	0.55	0.05
			90	2	1	138	4.24	1.23	0.38	0.30	0.55	0.05
			195	3	2	138	7.28	2.25	0.82	0.60	0.83	0.09
Palmar	San José	150	120	2	2	138	13.65	1.66	0.51	0.60	0.55	0.13
			180	3	2	138	13.65	2.19	0.76	0.60	0.83	0.14
Cedral	San José	130	220	3	1	230	10.79	2.95	1.30	0.45	1.20	0.13
			150	2	2	138	11.83	1.78	0.63	0.60	0.55	0.12
			300	4	1	230	10.79	3.82	1.77	0.45	1.60	0.14

/(continúa)

Cuadro 35 (Conclusión)

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Número: De turbinas	Número: De líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea (0.75%) (US$ x 10^6)	Costo directo de subestaciones (1.5%) (US$ x 10^6): Total	Transformadores	Terminales: De líneas	Terminales: De transformadores	Costo anual de operación y mantenimiento (US$ x 10^6)
Sarú	San José	180	180	2	2	138	16.38	1.91	0.76	0.60	0.55	0.15
			120	2	2	138	16.38	1.66	0.51	0.60	0.55	0.15
Tayutic-Pacuaré	Cachí	25	164	2	2	138	2.28	1.84	0.69	0.60	0.55	0.04
			246	3	3	138	3.60	2.77	1.04	0.90	0.83	0.07
Purires-Turrubarés	San José	40	160	2	1	138	2.12	1.26	0.68	0.30	0.28	0.03
			120	2	1	138	2.12	1.09	0.51	0.30	0.28	0.03
			240	3	2	138	3.64	2.16	1.01	0.60	0.55	0.06
Turrubarés	San José	50	120	2	1	138	2.65	1.09	0.51	0.30	0.28	0.04
			240	4	2	138	4.55	2.16	1.01	0.60	0.55	0.07

/Cuadro 36

Cuadro 36

PANAMA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Número: De turbinas	Número: De líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Costo directo de la línea (0.75%) (US$ x 10^6)	Costo directo de subestaciones (1.5%) (US$ x 10^6): Total	Transformadores	Terminales: De líneas	Terminales: De transformadores	Costo anual de operación y mantenimiento (US$ x 10^6)
Teribe B2-2	David	120	219	4	1	230	9.96	3.34	1.29	0.45	1.60	0.12
			320	6	2	230	17.04	5.18	1.88	0.90	2.40	0.21
Teribe C2-2	David	100	126	3	1	230	8.30	2.39	0.74	0.45	1.20	0.10
			190	4	1	230	8.30	3.17	1.12	0.45	1.60	0.11
Teribe C7-2	David	100	70	2	2	138	9.10	1.45	0.30	0.60	0.55	0.09
			120	3	2	138	9.10	1.66	0.51	0.60	0.55	0.09
Teribe C3-2	David	100	78	2	2	138	9.10	1.48	0.33	0.60	0.55	0.09
			120	3	2	138	9.10	1.66	0.51	0.60	0.55	0.09
Changuinola D2-2	David	100	240	4	1	230	8.30	3.46	1.41	0.45	1.60	0.11
			360	6	2	230	14.20	5.42	2.12	0.90	2.40	0.19
Changuinola H1-1	David	80	267	4	2	230	11.36	4.07	1.57	0.90	1.60	0.15
			400	6	2	230	11.36	5.66	2.36	0.90	2.40	0.17
Culubres F1-2	David	80	128	2	1	230	6.64	2.00	0.75	0.45	0.80	0.08
			190	3	1	230	6.64	2.77	1.12	0.45	1.20	0.09
Culubres G3-2	David	80	145	2	1	230	6.64	2.11	0.86	0.45	0.80	0.08
			220	3	1	230	6.64	2.95	1.30	0.45	1.20	0.09
Changuinola G6-2	David	80	102	2	1	230	6.64	1.85	0.60	0.45	0.80	0.08
			150	3	1	230	6.64	2.53	0.88	0.45	1.20	0.09

/Cuadro 37

Cuadro 37

GUATEMALA: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo[a/] (US$ x 10^6)		Intereses[b/] (US$ x 10^6)		Costo total (US$ x 10^6)	Costo anual (US$ x 10^6)			Generación anual[d/] neta (GWh)	Costo unitario (US$/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital[c/]	Operac. y Mant. Planta	Operac. y Mant. Líneas				
Xalala	280	182.40	25.86	58.86	1.55	268.67	32.35	0.96	0.22	1 146	960	29.6	0.47
	350[e/]	201.21	25.45	65.58	1.53	293.77	35.37	1.14	0.23	1 150	839	32.2	0.38
	500	250.77	27.55	111.26	1.65	391.23	47.10	1.62	0.25	1 150	782	43.0	0.26
El Carmen	80	117.54	4.64	33.58	0.28	156.04	18.79	0.45	0.04	278	1 951	70.0	0.40
	110[e/]	126.86	4.76	36.21	0.29	168.12	20.24	0.54	0.05	304	1 528	69.2	0.32
Serchil	80	132.88	4.11	21.46	0.25	158.70	19.11	0.43	0.04	311	1 984	63.7	0.44
	110[e/]	146.28	4.51	34.79	0.27	185.85	22.38	0.54	0.05	324	1 690	71.6	0.34
Chulac	300	491.92	24.95	211.44	1.50	729.81	87.87	2.00	0.23	1 200[g/]	2 433	75.0	0.46
	440[e/]	567.69	25.77	244.02	1.55	839.03	101.02	2.75	0.24	1 200[g/]	1 907	86.7	0.31
Chicoc	206[c/]	121.16	15.71	18.22	0.94	156.03	18.79	1.09	0.14	1 352	757	14.9	0.75
	300	170.25	25.57	25.62	1.53	222.97	26.85	1.58	0.22	1 628	743	17.7	0.62
Sauce	60	113.66	1.63	19.04	0.10	134.43	16.19	0.35	0.02	266	2 241	62.8	0.51
	90	127.94	1.76	19.24	0.11	149.05	17.95	0.49	0.02	268	1 656	69.5	0.34
	121[e/]	142.72	2.17	21.49	0.13	166.51	20.05	0.64	0.03	268	1 376	78.0	0.25
Polochic	120	135.92	4.34	20.44	0.26	160.96	19.38	0.73	0.05	553	1 341	36.8	0.53
	171[e/]	165.00	4.64	24.72	0.28	194.64	23.43	1.02	0.06	593	1 138	41.7	0.40
	220	192.44	5.33	25.63	0.32	223.72	26.94	1.30	0.07	624	1 017	45.8	0.32
Matanzas	12	46.33	[f/]	9.09	[f/]	55.42	6.67	0.32	[f/]	64	4 618	109.2	0.61
Semuc	112[e/]	63.01	3.82	9.47	0.23	76.53	9.21	0.58	0.04	673	680	14.6	0.69
	160	87.54	4.50	13.17	0.27	105.48	12.70	0.82	0.06	756	660	18.0	0.54
	200	107.99	4.74	16.24	0.28	129.25	15.56	1.03	0.06	770	650	21.6	0.44
El Arco	91[e/]	62.57	6.53	7.29	0.39	76.78	9.24	0.52	0.06	566	844	17.3	0.71
	136	87.97	11.10	8.84	0.67	108.58	13.07	0.78	0.10	691	798	20.4	0.58
	182	113.91	11.47	18.53	0.69	144.60	17.41	1.04	0.11	759	795	24.7	0.48
Tzucanca	60[e/]	37.29	6.40	4.33	0.38	48.40	5.83	0.31	0.06	372	807	16.8	0.71
	90	52.42	6.53	6.08	0.39	65.42	7.88	0.46	0.06	455	727	18.6	0.58
	120	67.55	6.66	7.83	0.40	82.44	9.93	0.61	0.06	497	687	21.5	0.47

/(continúa)

Cuadro 37 (Conclusión)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo[a] (US$ x 10^6) Planta	Costo[a] (US$ x 10^6) Líneas	Intereses[b] (US$ x 10^6) Planta	Intereses[b] (US$ x 10^6) Líneas	Costo total (US$ x 10^6)	Costo anual (US$ x 10^6) Capital[c]	Costo anual (US$ x 10^6) Operac. y Mant. Planta	Costo anual (US$ x 10^6) Operac. y Mant. Líneas	Generación anual[d] neta (GWh)	Costo unitario (US$/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
Corral	84[e]	47.43	2.90	5.51	0.17	56.01	6.74	0.42	0.04	508	667	14.3	0.69
	126	68.11	3.55	6.84	0.21	78.71	9.48	0.63	0.05	569	626	18.0	0.52
	168	88.77	4.20	7.42	0.25	100.64	12.12	0.83	0.06	584	599	22.5	0.40
San Juan	67	90.21	5.37	12.03	0.32	107.93	12.99	0.36	0.05	419	1 610	32.3	0.71
	100	105.74	5.79	12.56	0.35	123.44	14.86	0.51	0.06	510	1 234	30.5	0.58
	167	137.28	6.34	13.80	0.38	157.80	19.00	0.83	0.06	573	945	35.0	0.39
Estrella Polar	116	84.21	4.80	12.67	0.29	101.97	12.28	0.80	0.05	718	879	18.4	0.71
	156	111.58	7.55	14.09	0.45	133.67	16.09	1.07	0.06	858	856	20.2	0.63
	232	163.59	8.14	21.73	0.49	193.95	23.35	1.59	0.07	998	840	25.3	0.49
Sumalito	36[e]	25.59	4.71	2.96	0.28	33.54	4.04	0.22	0.04	214	931	20.3	0.68
	44	30.30	4.75	3.52	0.29	38.86	4.68	0.26	0.04	240	883	20.9	0.62
	72	46.81	5.14	4.61	0.31	56.87	6.85	0.43	0.05	283	790	26.1	0.45
El Copón	61	114.96	2.96	19.27	0.18	137.37	16.54	0.61	0.03	427	2 251	40.6	0.80
	92	143.70	3.36	21.62	0.20	168.88	20.33	0.89	0.03	547	1 835	39.2	0.68
	123	172.45	3.49	25.93	0.21	202.08	24.33	1.18	0.04	607	1 642	42.5	0.56
Altavista	55[e]	46.22	4.26	5.37	0.26	56.11	6.76	0.42	0.04	319	1 020	22.8	0.66
	75	61.44	4.35	7.14	0.26	73.19	8.81	0.57	0.04	383	976	24.8	0.58
	110	88.07	4.49	10.24	0.27	103.07	12.41	0.64	0.04	437	937	29.9	0.45
Montecristo	43[e]	70.82	5.80	8.23	0.35	85.20	10.26	0.25	0.05	226	1 981	47.2	0.60
	64	81.30	5.89	9.43	0.35	96.97	11.68	0.35	0.05	253	1 515	48.2	0.45
Jocotales	50	83.37	3.71	9.68	0.22	96.98	11.68	0.27	0.04	210	1 939	57.6	0.48
	85[e]	98.95	3.86	11.49	0.23	114.53	13.79	0.42	0.04	240	1 347	59.9	0.32
San Ramón	40[e]	63.38	6.32	1.36	0.38	71.44	8.60	0.29	0.06	229	1 786	39.4	0.65
	60	76.62	6.68	8.90	0.40	92.60	11.15	0.42	0.06	271	1 543	43.3	0.52
Camotán	100	203.58	17.04	30.64	1.02	252.28	30.37	1.73	0.14	393	2 522	82.8	0.45
	145[e]	255.25	17.23	38.37	1.03	311.88	37.55	1.21	0.14	440	2 150	89.3	0.35
Sisimite	72[e]	148.52	3.01	17.25	0.18	168.96	20.34	0.44	0.03	292	2 346	72.8	0.46
	100	162.33	3.13	18.86	0.19	184.51	22.22	0.57	0.03	334	1 845	69.0	0.38

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración; b/ Calculados con tasa de 12% anual; c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil; d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada; e/ Capacidad básica; f/ Incluido en Polochic; g/ estimación preliminar.

Cuadro 38

EL SALVADOR: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo[a] (US$ x 10^6)		Intereses[b] (US$ x 10^6)		Costo total (US$ x 10^6)	Costo anual (US$ x 10^6)			Generación anual[d] neta (GWh)	Costo unitarios (US$/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital[c]	Operac. y Mont. Planta	Operac. y Mont. Líneas				
Zapotillo	90	189.54	2.60	21.12	0.16	213.42	25.70	0.46	0.03	379	2 371	69.8	0.48
	120[e]	196.72	2.72	30.31	0.16	229.91	27.68	0.53	0.03	433	1 915	65.8	0.41
	150	203.79	2.84	31.34	0.17	238.14	28.67	0.60	0.03	467	1 587	63.3	0.36
Paso del Oso	40[e]	71.05	2.40	8.10	0.05	81.60	9.82	0.28	0.03	144	2 040	71.0	0.41
	60	80.27	2.48	9.26	0.06	92.07	11.09	0.37	0.03	163	1 534	71.2	0.31
El Tigre	405	239.79	15.14	76.43	0.46	331.82	39.95	0.89	0.09	1 620	819	25.5	0.46
	540[e]	261.77	16.33	78.61	0.47	357.18	43.00	1.13	0.11	1 824	661	24.5	0.39
	675	283.97	17.53	79.73	0.48	381.71	45.96	1.36	0.13	1 940	565	24.7	0.33

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Capacidad básica.

/Cuadro 39

Cuadro 39

HONDURAS: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo a/ (US$ x 10^6)		Intereses b/ (US$ x 10^6)		Costo total (US$ x 10^6)	Costo anual (US$ x 10^6)			Generación d/ anual neta (GWh)	Costo unitario (US$/KW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital c/	Operación y mantenimiento Planta	Operación y mantenimiento Líneas				
El Cajón	292 e/	329.51	25.52	95.57	1.53	452.13	54.44	0.83	0.22	1 373	1 548	40.2	0.54
	438	357.18	27.18	103.60	1.63	489.59	58.95	1.11	0.25	1 422	1 117	42.8	0.37
	584	384.82	41.74	111.61	2.50	540.67	65.10	1.39	0.37	1 503	925	44.9	0.29
Naranjito	84 d/	85.63	12.33	22.00	0.74	120.70	14.53	0.29	0.10	339	1 436	44.4	0.46
	126	95.91	21.07	22.69	1.26	140.93	16.97	0.38	0.17	389	1 118	45.4	0.35
	168	107.93	21.52	23.74	1.29	154.48	18.60	0.49	0.18	408	919	47.7	0.28
Wampú (P1)	200 d/	193.85	54.40	28.61	3.26	280.12	33.73	0.76	0.43	925	1 400	38.1	0.53
	270 d/	214.76	55.21	31.70	3.31	304.98	36.72	0.99	0.44	1 011	1 129	38.1	0.43
	340	235.24	56.02	34.72	3.36	329.34	39.65	1.21	0.46	1 046	968	39.9	0.35
Cuyamel	525	368.21	81.51	57.83	4.89	512.44	61.70	1.20	0.67	2 879	976	22.3	0.63
	700	399.54	83.48	62.75	5.01	550.78	66.31	1.51	0.70	3 304	986	20.9	0.54
	875	431.30	129.61	67.54	7.78	636.23	76.60	1.83	1.06	3 467	727	23.1	0.45
	1 050	464.64	131.58	72.76	7.89	676.87	81.50	2.16	1.09	3 508	644	24.4	0.38
Piedras Amarillas	140	194.84	25.31	37.10	1.52	258.77	31.16	0.60	0.21	746	1 848	43.2	0.61
	210 d/	217.16	26.53	41.35	1.59	286.63	34.51	0.82	0.22	845	1 364	42.5	0.46
	315	249.59	44.92	47.53	2.70	344.74	41.51	1.14	0.38	899	1 094	48.3	0.33
Wampú I (W1)	50 d/	83.53	18.55	9.53	1.11	112.72	13.57	0.74	0.15	192	2 254	76.0	0.44
	100	98.94	32.15	11.29	1.93	144.31	17.37	0.38	0.26	207	1 443	88.8	0.24
Río Frío	40 d/	58.34	17.45	3.66	1.05	80.50	9.69	0.27	0.14	145	2 012	70.3	0.41
	80	75.68	29.70	4.75	1.78	111.91	13.47	0.44	0.23	157	1 398	90.9	0.22
Culuco	50	73.85	20.14	4.55	1.21	99.75	12.01	0.33	0.16	244	1 995	51.7	0.56
	75 d/	85.06	34.23	5.09	2.05	126.43	15.22	0.44	0.27	271	1 685	59.3	0.41
Los Chorros	95 d/	171.94	30.03	19.62	1.80	223.39	26.90	0.38	0.24	426	2 351	65.2	0.51
	140	185.22	30.33	21.14	1.82	238.51	28.72	0.52	0.24	445	1 703	66.9	0.36

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Capacidad básica.

/Cuadro 40

Cuadro 40

NICARAGUA: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo[a] (US$ x 10^6) Planta	Costo[a] (US$ x 10^6) Líneas	Intereses[b] (US$ x 10^6) Planta	Intereses[b] (US$ x 10^6) Líneas	Costo total (US$ x 10^6)	Costo anual (US$ x 10^6) Capital[c]	Costo anual (US$ x 10^6) Operac. y Mant. Planta	Costo anual (US$ x 10^6) Operac. y Mant. Líneas	Generación anual[d] neta (GWh)	Costo unitario (US$/kW)	Costo de generación (mills/KWh)	Factor de planta
Brito	188	271.35	2.68	43.99	0.16	318.18	38.31	1.40	0.04	1 130	1 692	35.2	0.68
	250[e]	316.70	3.22	51.32	0.19	371.43	44.72	1.85	0.04	1 130	1 485	41.2	0.52
	313	354.29	3.76	57.43	0.23	415.71	50.05	2.23	0.05	1 130	1 328	46.3	0.41
Tumarin	650									4 550			0.80
	860[e]									4 550			0.60
	1 200				6.96					4 550			0.43
Wanawas	590	758.30	34.25	310.90	2.06	1 105.51	133.10	5.51	0.30	3 020	1 874	46.0	0.58
	700	773.60	59.14	317.80	3.55	1 154.09	138.95	5.75	0.53	3 020	1 649	48.1	0.49
	900	801.40	90.70	328.60	5.44	1 226.14	147.63	6.11	0.79	3 020	1 362	51.2	0.38
Corriente Lira	100	220.36	7.10	27.94	0.43	225.83	27.19	0.40	0.06	536	2 258	52.1	0.61
	154[e]	234.87	11.81	35.31	0.71	270.34	32.55	0.55	0.10	581	1 755	57.7	0.43
	200	247.23	12.28	37.17	0.74	297.42	35.81	0.67	0.11	588	1 487	62.8	0.34
Mico	40	72.66	3.67	8.43	0.22	84.98	10.23	0.20	0.04	191	2 124	55.3	0.55
	63[e]	81.87	3.77	9.50	0.23	95.37	11.48	0.29	0.04	229	1 513	52.0	0.41
	80	88.68	3.84	10.30	0.23	103.05	12.41	0.36	0.04	238	1 288	54.3	0.34
Salto Grande	50	112.98	5.83	15.08	0.35	134.24	16.16	0.26	0.05	266	2 684	62.5	0.61
	78[e]	123.79	5.95	15.22	0.36	145.32	17.50	0.36	0.05	316	1 863	57.2	0.46
	100	132.26	9.76	15.36	0.59	157.97	19.02	0.45	0.08	327	1 579	60.3	0.37

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Capacidad básica.

/Cuadro 41

Cuadro 41

COSTA RICA: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Costos[a] (US$ x 10^6)		Intereses[b] (US$ x 10^6)		Costo total (US$ x 10^6)	Costo anual (US$ x 10^6)			Generación[d] anual neta (GWh)	Costo unitario (US$/KW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital[c]	Operación y mantenimiento					
								Planta	Líneas				
Ventanas-Garita	80[e]	63.83	1.46	7.41	0.09	72.79	8.76	0.58	0.02	502	909	18.8	0.72
	150	99.98	1.75	11.62	0.11	113.46	13.66	0.94	0.02	602	756	24.5	0.46
Palomo	40[e]	28.96	1.82	3.36	0.11	34.25	4.12	0.29	0.02	195	856	22.9	0.56
Guayabo	150[e]	209.18	4.01	49.81	0.24	263.24	31.69	1.51	0.05	1 136[f]	1 754	29.3	0.86
	300	252.94	5.89	51.63	0.35	310.81	37.42	1.44	0.07	1 200[f]	1 036	32.3	0.45
Siquirrés	300[e]	557.27	9.69	110.66	0.58	678.20	81.66	1.06	0.10	1 539[f]	2 260	53.8	0.59
	450	589.91	15.89	117.14	0.95	723.89	87.16	1.39	0.16	1 761[f]	1 608	50.4	0.45
	620	629.56	17.69	125.02	1.06	773.33	93.11	1.78	0.19	1 870[f]	1 247	50.8	0.34
Boruca	600	644.64	28.24	268.58	1.69	941.46	113.35	1.18	0.27	3 931	1 569	29.5	0.75
	810[e]	667.98	46.07	278.30	2.76	992.38	119.48	1.41	0.42	4 695	1 225	26.1	0.66
	1 000	699.18	48.16	291.30	2.89	1 041.53	125.40	1.66	0.45	5 156	1 041	24.9	0.59
	1 200	730.99	50.32	304.55	3.02	1 088.88	131.10	1.90	0.49	5 276	907	25.5	0.50
Pirrís	130[e]	55.12	3.52	7.04	0.21	65.89	7.93	0.40	0.04	700	506	12.0	0.61
	195	74.72	5.89	11.24	0.35	92.20	11.10	0.60	0.06	798	472	14.8	0.47
El Brujo	200	84.86	5.40	30.66	0.32	121.24	14.60	0.62	0.05	998	606	15.4	0.57
	300	115.03	9.23	39.37	0.55	164.18	19.77	0.92	0.09	1 063	547	19.7	0.40
	400	145.19	10.22	47.00	0.61	203.02	24.44	1.22	0.11	1 071	507	24.3	0.31
Angostura-Izarco	116	139.97	5.33	21.04	0.37	166.66	20.07	1.22	0.05	868	1 436	24.8	0.85
	174[e]	163.15	8.80	24.55	0.53	197.03	23.72	1.45	0.08	1 105	1 132	23.0	0.72
	232	211.17	9.05	28.05	0.54	248.81	29.96	1.93	0.09	1 146	1 072	28.1	0.56
San Fernando	90	57.23	5.47	8.61	0.33	71.64	8.63	0.44	0.05	540	796	17.0	0.68
	130[e]	76.43	5.64	11.51	0.34	93.92	11.31	0.63	0.05	594	722	20.3	0.52
	195	107.65	9.53	14.28	0.57	132.03	15.90	0.93	0.09	607	677	28.1	0.36
Palmar	120[e]	79.93	15.31	12.02	0.92	108.18	13.02	0.70	0.13	548	901	25.5	0.52
	180	114.45	15.84	15.20	0.95	146.44	17.63	1.04	0.14	588	813	32.3	0.33

/(continúa)

Cuadro 41 (Conclusión)

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo[a/] (US$ x 10^6) Planta	Costo[a/] (US$ x 10^6) Líneas	Intereses[b/] (US$ x 10^6) Planta	Intereses[b/] (US$ x 10^6) Líneas	Costo total (US$ x 10^6)	Costo anual (US$ x 10^6) Capital[c/]	Costo anual (US$ x 10^6) Operación y mantenimiento Planta	Costo anual (US$ x 10^6) Operación y mantenimiento Líneas	Generación[d/] anual neta (GWh)	Costo unitario (US$/KW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
Cedral	150	151.54	13.61	6.42	0.82	172.39	20.76	0.76	0.12	846	1 149	25.8	0.64
	220[e/]	184.14	13.74	27.68	0.82	226.38	27.26	1.08	0.13	941	1 029	30.5	0.49
	300	221.40	14.61	29.39	0.88	266.28	32.06	1.45	0.14	966	887	35.1	0.37
Saré	120	90.02	18.04	15.40	1.08	126.54	15.24	0.55	0.15	541	1 054	29.7	0.51
	180[e/]	118.17	18.29	17.77	1.10	155.33	18.70	0.81	0.15	570	862	34.8	0.36
Tayutic-Pacuaré	160	168.84	4.12	25.41	0.25	198.62	23.91	1.32	0.04	925	1 241	27.5	0.66
	246	233.31	6.37	30.99	0.38	271.05	32.63	1.96	0.07	936	1 101	37.4	0.43
	120	168.93	3.21	25.32	0.19	197.65	23.80	1.32	0.03	780	1 647	32.5	0.74
Purrirés-Tarrubarés	160[e/]	212.10	3.38	31.90	0.20	247.58	29.81	1.75	0.03	878	1 547	36.3	0.63
	240	298.44	5.80	39.63	0.35	344.22	41.44	2.62	0.04	968	1 434	46.0	0.46
Turrubarés	120[e/]	112.95	3.74	16.99	0.22	133.90	16.12	0.53	0.06	534[f/]	1 115	31.3	0.51
	240	161.71	6.71	18.65	0.40	187.47	22.57	1.02	0.07	600[f/]	781	39.4	0.29

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Estimación preliminar.

/Cuadro 42

Cuadro 42

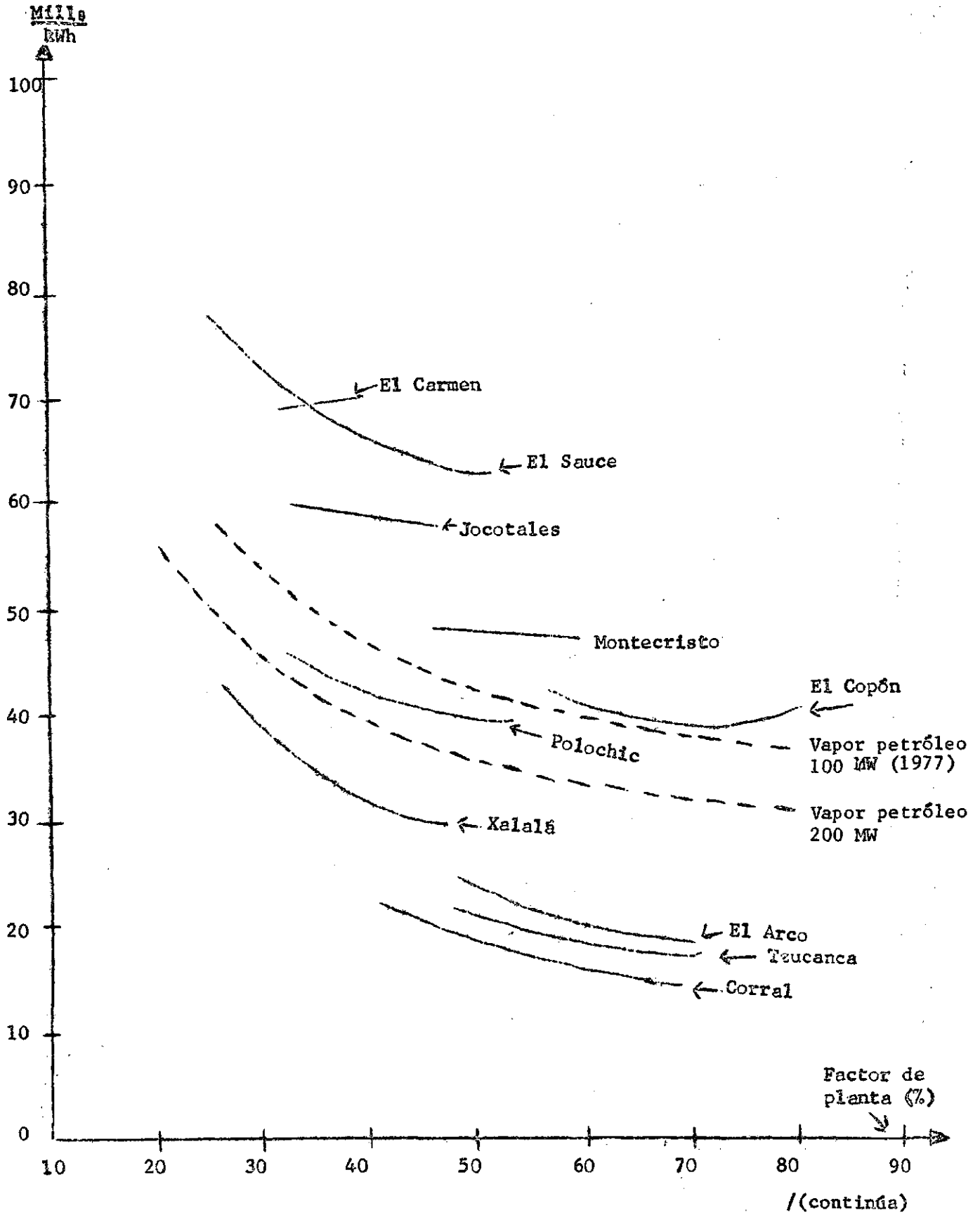
PANAMA: CARACTERISTICAS DE COSTO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo[a] (US$ x 10^6) Planta	Costo[a] (US$ x 10^6) Líneas	Intereses[b] (US$ x 10^6) Planta	Intereses[b] (US$ x 10^6) Líneas	Costo total (US$ x 10^6)	Costo anual (US$ x 10^6) Capital[c]	Costo anual (US$ x 10^6) Operac. y Mant. Planta	Costo anual (US$ x 10^6) Operac. y Mant. Líneas	Generación anual[d] neta (GWh)	Costo unitario (US$/kW)	Costo de generación (mills/kWh)	Factor de planta
Teribe B2-2	219[e]	353.76	13.30	53.24	0.80	421.10	50.73	1.55	0.12	1 432	1 922	36.9	0.75
	320	411.02	22.22	61.86	1.33	496.43	59.82	4.50	0.21	1 432	1 551	45.5	0.51
Teribe C2-2	126[e]	116.30[f]	10.69	40.70[f]	0.64	168.33	20.27	0.51	0.10	710[f]	1 336	29.4	0.64
	190		11.47		0.69				0.11				
Teribe C7-2	79[e]	86.10[f]	10.55	28.60[f]	0.63	125.88	15.16	0.38	0.09	454[f]	1 593	34.4	0.66
	120		10.76		0.65				0.09				
Teribe C3-2	78[e]	85.40[f]	10.58	29.90[f]	0.63	126.51	15.23	0.37	0.09	437[f]	1 622	35.9	0.64
	120		10.76		0.65				0.09		1 094		
Changuinola	240[e]	289.65	11.76	43.55	0.71	345.67	41.65	1.55	0.11	1 809	1 440	24.1	0.86
D2-2	360	361.89	19.62	54.41	1.18	437.10	52.67	2.27	0.19	1 820	1 214	30.6	0.58
Changuinola	267[e]	358.95	15.43	51.15	0.93	426.46	51.39	0.92	0.15	1 817	1 597	29.1	0.78
H1-1	400	394.79	17.02	60.66	1.02	473.49	57.06	1.28	0.17	1 832	1 183	32.2	0.52
Culubre F1-2	128[e]	127.60[f]	8.64	44.60[f]	0.52	181.36	24.84	0.56	0.08	726[f]	1 417	34.0	0.65
	190		9.41		0.56				0.09				
Culubre G3-2	146[e]	142.60[f]	8.75	49.90[f]	0.53	201.78	24.29	0.62	0.08	821[f]	1 382	30.4	0.64
	220		9.59		0.58				0.09				
Changuinola G6-2	102[e]	137.40[f]	8.49	48.10[f]	0.51	194.50	23.42	0.60	0.08	585[f]	1 907	41.2	0.65
	150		9.17		0.55				0.09				

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.
b/ Calculados con tasa de 12% anual.
c/ Calculados con tasa de actualización de 12% anual y 50 años de vida útil.
d/ Salvo otra indicación valor medio del estudio de operación simulada.
e/ Capacidad básica.
f/ Estimación preliminar.

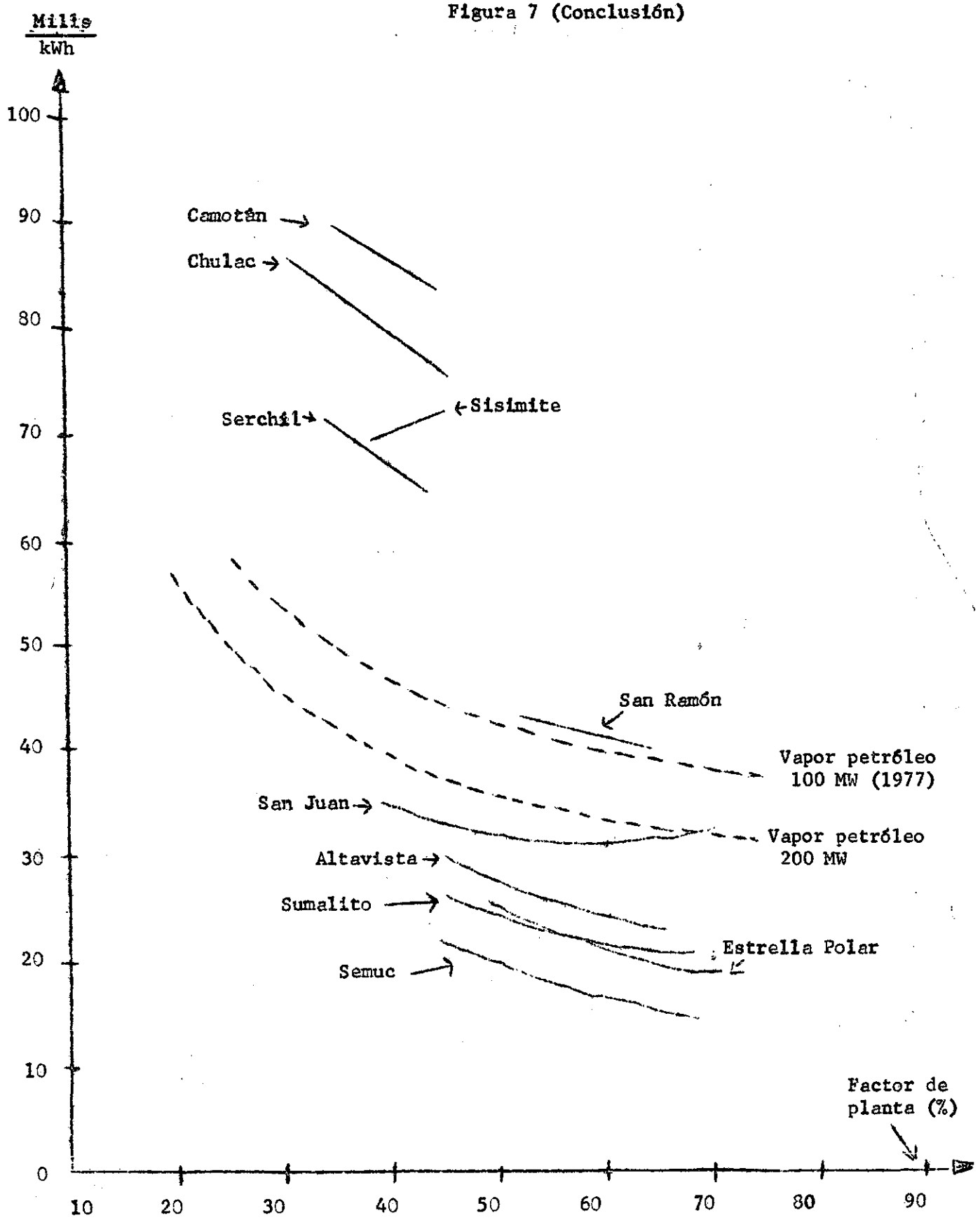
Figura 7

GUATEMALA: COSTO DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS



/(continúa)

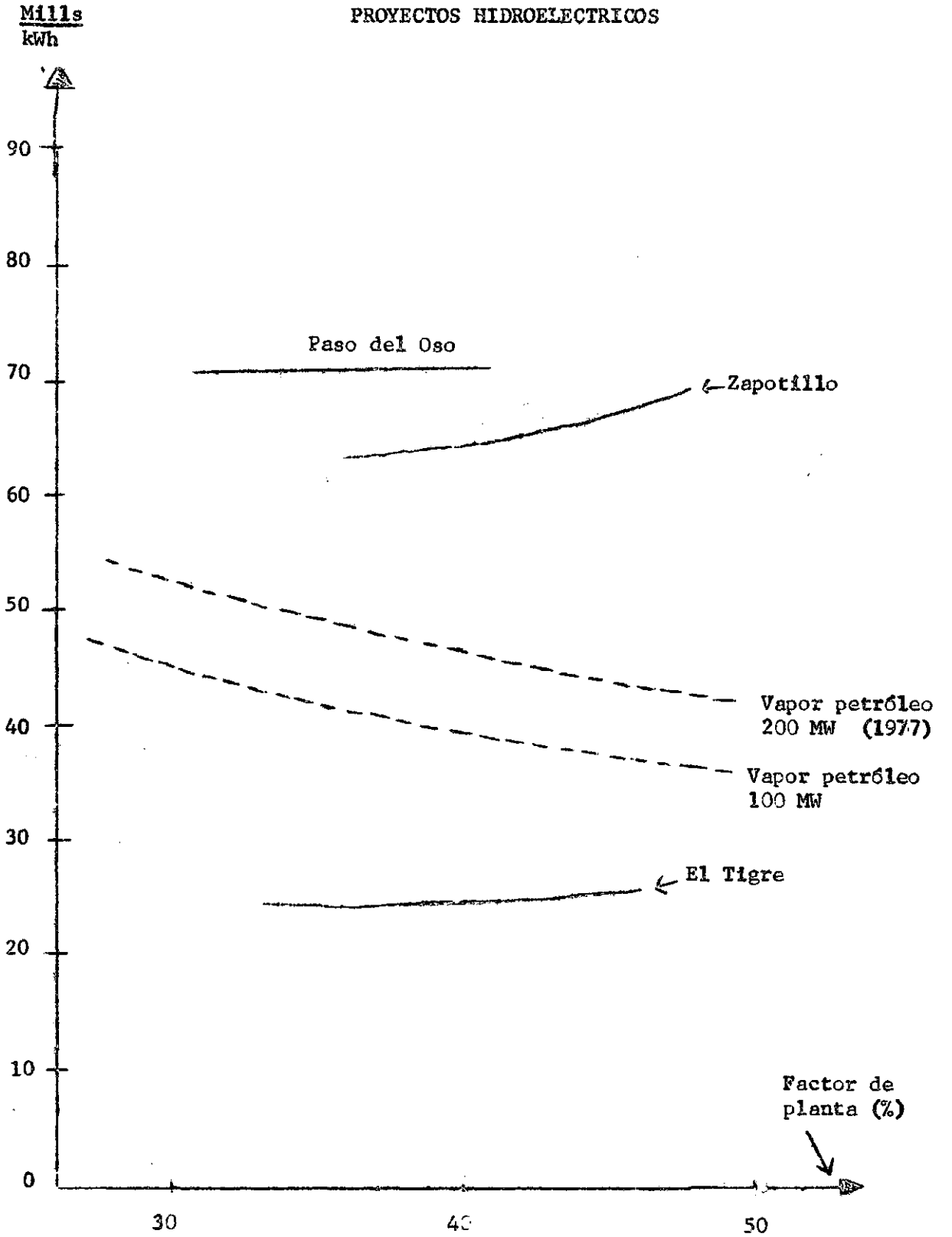
Figura 7 (Conclusión)



/Figura 8

Figura 8

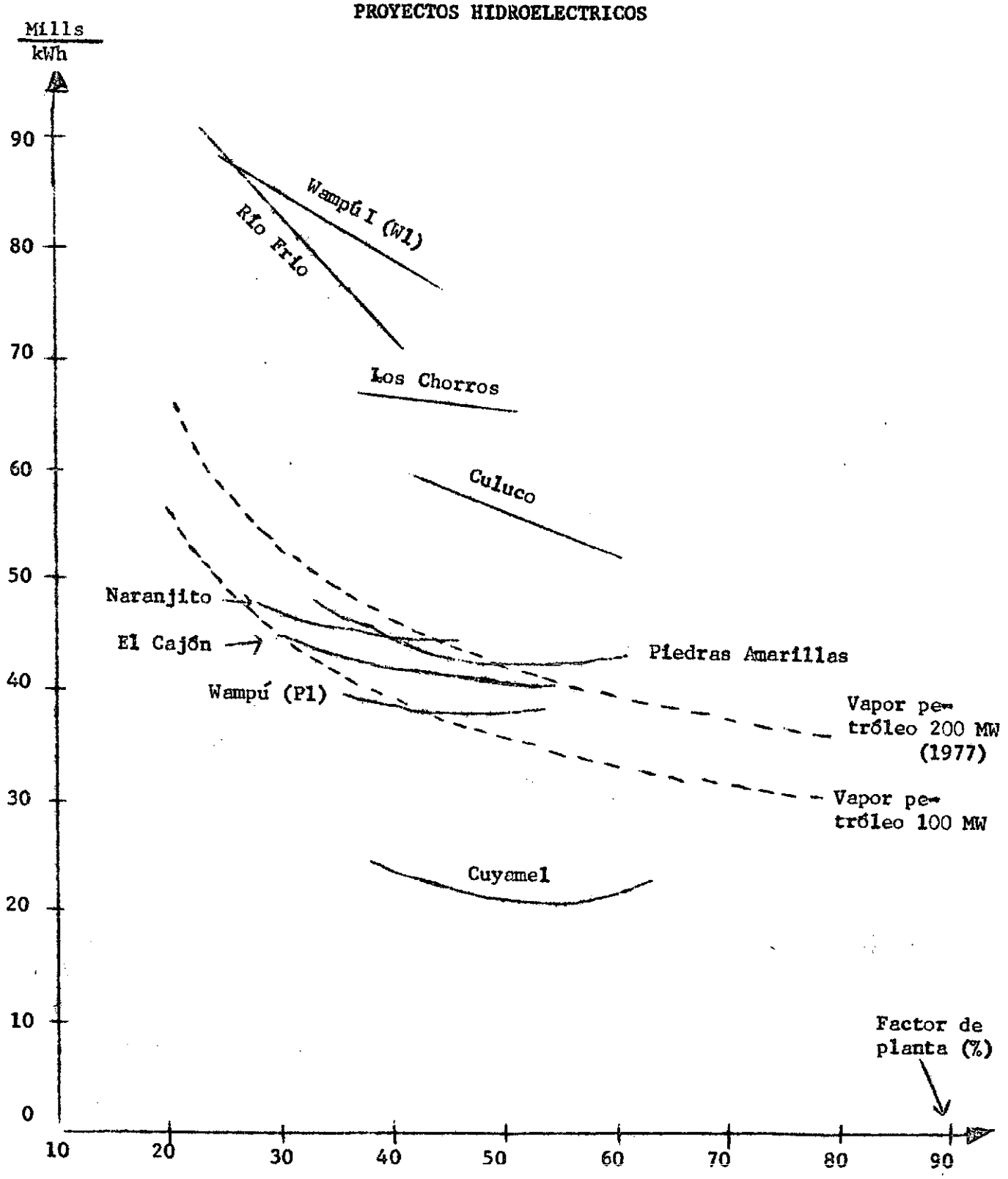
EL SALVADOR: COSTO DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS



/Figura 9

Figura 9

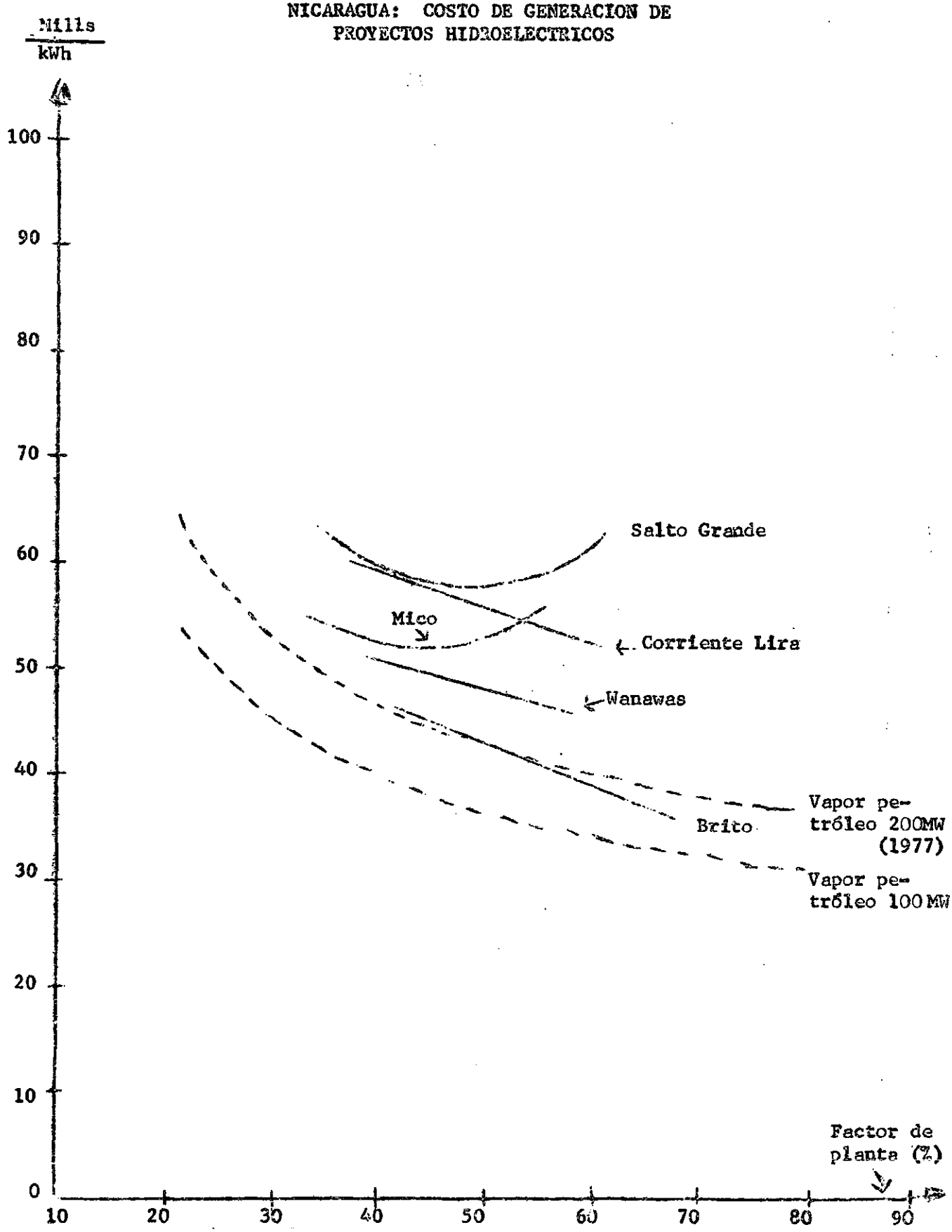
HONDURAS: COSTO DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS



/Figura 10

Figura 10

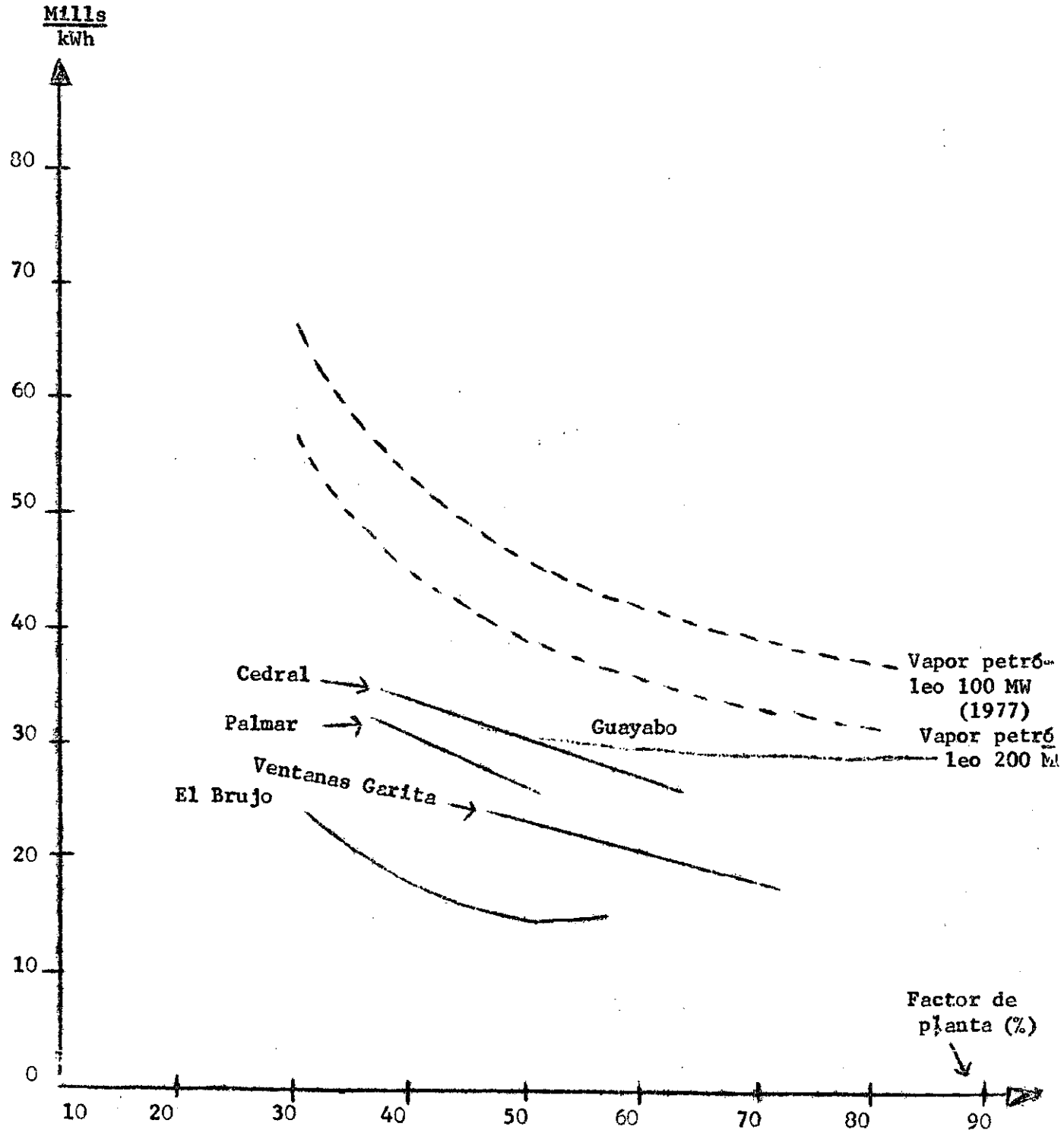
NICARAGUA: COSTO DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS



/Figura 11

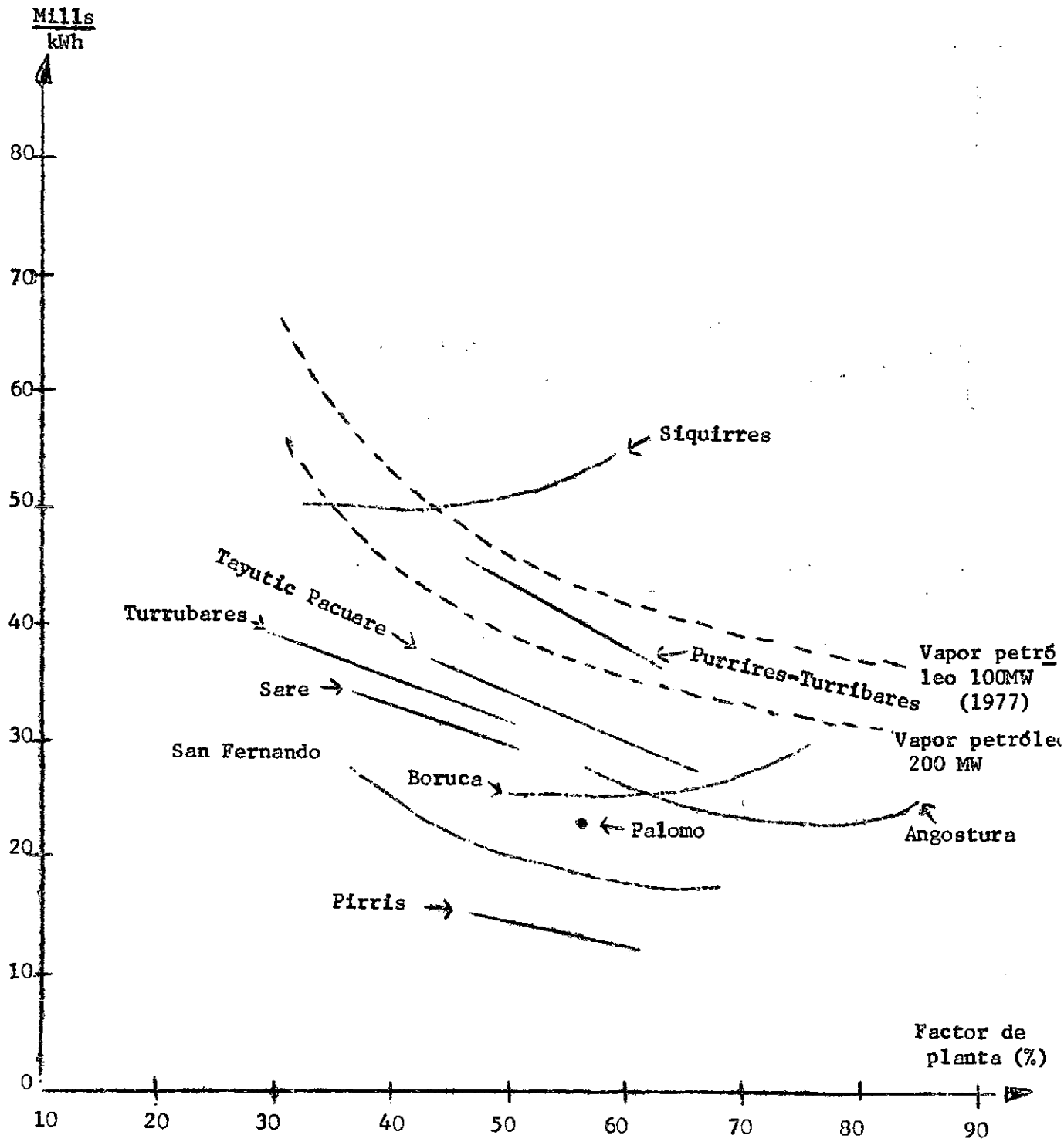
Figura 11

COSTA RICA: COSTO DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS



/(continúa)

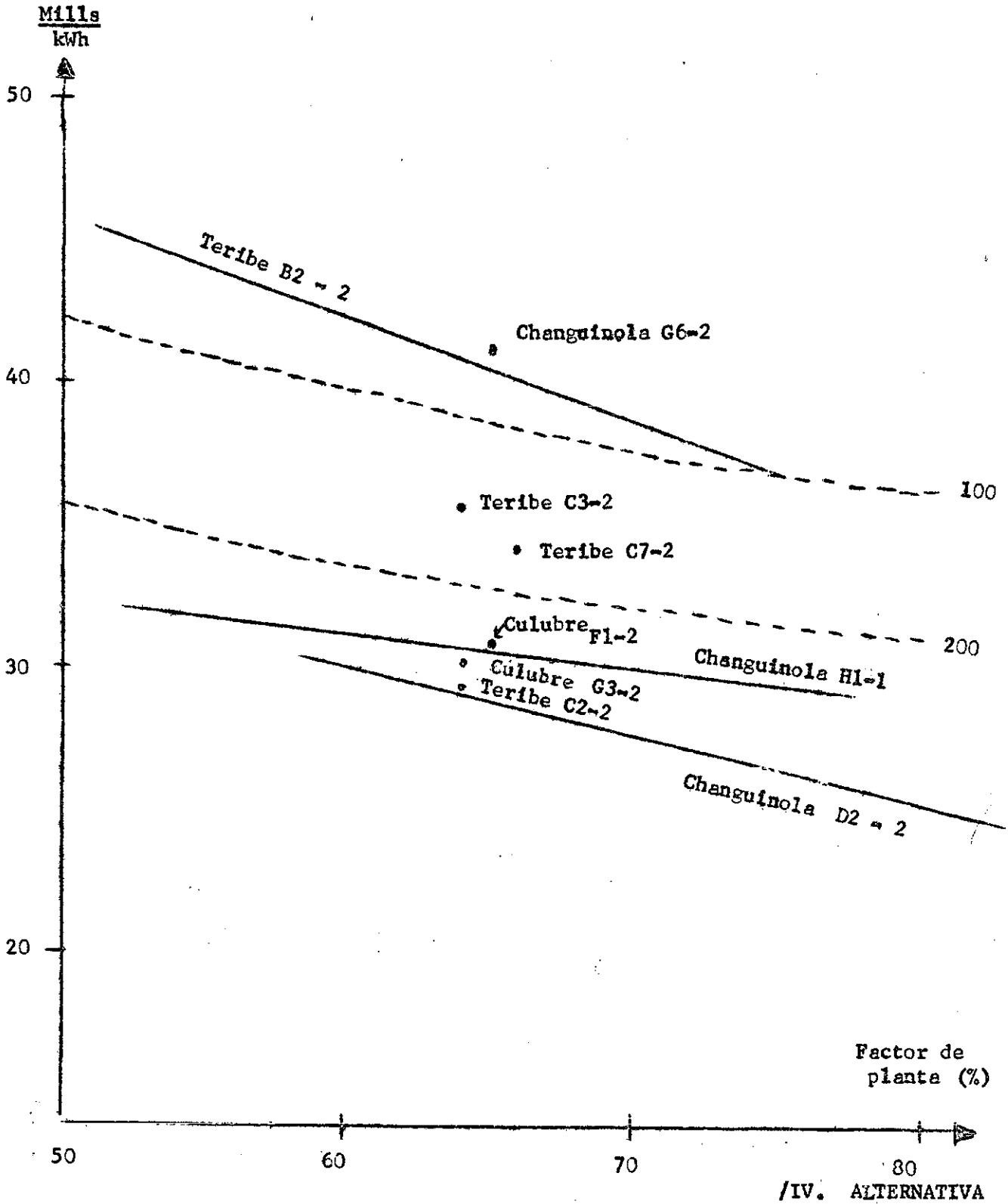
Figura 11 (Conclusión)



/Figura 12

Figura 12

PANAMA: COSTO DE GENERACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS



IV. ALTERNATIVAS TERMOELECTRICAS

1. Generalidades

En este capítulo se resumen las características técnicas y económicas de unidades termoeléctricas de distinto tipo y para distintas potencias. Estos antecedentes han sido preparados por Montreal Engineering Company (MONENCO) y presentados en el informe "Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento y Características Técnicas de Alternativas Termoeléctricas", (borrador), julio de 1978. Algunas de las cifras de ese informe están siendo sometidas a revisión.

El tamaño de las unidades que se consideran como alternativas para el desarrollo de los sistemas eléctricos queda limitado por la demanda del sistema y por lo tanto aumenta en el tiempo. En general se limitará el tamaño de la unidad mayor a aproximadamente un 12% a 15% de la demanda máxima. Esto significa utilizar unidades de 50, 100, 150, 200 y 300 MW. Las características de unidades de 150 y 300 MW, que no están incluidas en el informe se deducirán de la información disponible que cubre de los 50 a los 1000 MW.

2. Plantas a vapor

En los cuadros 43 y 44 se presentan las características de rendimientos, mantenimiento e indisponibilidad forzada de las unidades de vapor. Mayores detalles sobre las características técnicas se encuentran en el informe de MONENCO citado anteriormente.

Los costos de inversión y operación para centrales térmicas a vapor entregados por MONENCO se presentan en los cuadros 45 y 46. Estos costos fueron calculados sobre las siguientes bases:

- Centrales de tipo semiexterior con turbinas alojadas en edificio y calderas exteriores con protección de intemperie
- No incluye la subestación elevadora
- No se han incluido viviendas para el personal de explotación
- Se ha incluido almacenamiento de petróleo o carbón para un mes de operación de carga base

/Cuadro 43

Cuadro 43

CARACTERISTICAS TECNICAS UNIDADES TERMICAS A VAPOR - PETROLEO

Potencia instalada	MW	50.0	100.0	200.0	500.0	1 000.0
Potencia neta	MW	47.7	95.3	190.4	476.0	950.0
Potencia mínima	MW	8.0	15.0	30.0	75.0	150.0
Mantenimiento programado	Días/año	23	24	30	37	49
Salida forzada	Porcentaje	2.9	4.2	5.1	8.7	13.2
Refrigeración un paso						
Consumo calor en vacío	10^6 kCal PCS/hr	12.9	24.4	41.5	100.7	199.1
Consumo específico potencia mínima	kCal PCS/kWh neto	4 356	4 218	3 580	3 473	3 416
Consumo específico incremental	kCal PCS/kWh neto	2 743	2 591	2 197	2 130	2 089
Consumo específico plena carga	kCal PCS/kWh neto	3 013	2 847	2 415	2 342	2 299
Torre de enfriamiento en seco						
Consumo calor en vacío	10^6 kCal PCS/hr	14.0	26.5	45.2	109.6	216.7
Consumo específico potencia mínima	kCal PCS/kWh neto	4 375	4 588	3 899	3 781	3 720
Consumo específico incremental	kCal PCS/kWh neto	2 985	2 821	2 392	2 320	2 275
Consumo específico plena carga	kCal PCS/kWh neto	3 279	3 099	2 629	2 550	2 503

/Cuadro 44

Cuadro 44

CARACTERISTICAS TECNICAS UNIDADES TERMICAS A VAPOR - CARBON

Potencia instalada	MW	50.0	100.0	200.0	500.0	1 000.0
Potencia neta	MW	46.7	93.4	186.6	466.0	430.0
Potencia mínima	MW	8.0	15.0	30.0	75.0	150.0
Mantenimiento programado	Días/año	28	29	36	45	60
Salida forzada	Porcentaje	3.3	5.0	6.1	8.7	14.7
Refrigeración un paso						
Consumo calor en vacío	10^6 kCal PCS/hr	13.9	26.3	44.8	109.2	215.8
Consumo específico potencia mínima	kCal PCS/kWh neto	4 478	4 343	3 689	3 588	3 529
Consumo específico incremental	kCal PCS/kWh neto	2 740	2 590	2 196	2 132	2 090
Consumo específico plena carga	kCal PCS/kWh neto	3 038	2 872	2 436	2 366	2 322
Torre de enfriamiento en seco						
Consumo calor en vacío	10^6 kCal PCS/hr	15.1	28.7	48.6	118.8	235.1
Consumo específico potencia mínima	kCal PCS/kWh neto	4 872	4 372	4 010	3 902	384.3
Consumo específico incremental	kCal PCS/kWh neto	2 984	2 819	2 390	2 318	2 276
Consumo específico plena carga	kCal PCS/kWh neto	3 307	3 126	2 655	2 573	2 529

/Cuadro 45

Cuadro 45

COSTOS PLANTAS TERMOELECTRICAS A VAPOR - PETROLEO

Inversión (millones de dólares)	50 MW		100 MW		200 MW		500 MW		1 000 MW	
	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad
Refrigeración un paso										
Estudio de factibilidad	0.2	-	0.3	-	0.3	-	0.5	-	0.7	-
Costo directo	21.9	18.4	33.3	29.3	56.1	48.6	116.4	105.4	214.7	198.5
Costo indirecto	2.9	1.9	4.4	3.0	7.4	5.0	15.4	10.8	28.4	20.3
Imprevistos	2.5	2.0	3.8	3.2	6.4	5.4	13.2	11.6	24.3	21.9
Intereses durante construcción	7.5	6.0	13.6	11.7	24.4	20.6	67.1	59.3	144.9	130.3
Inversión total	35.0	28.3	55.4	47.2	94.6	79.6	212.6	187.1	413.0	371.0
Costo directo US$/kW instalado	439	368	333	293	280	243	233	211	215	199
Costo total US$/kW instalado	699	566	554	472	473	398	425	374	413	371
Costo total US$/kW neto	733	593	582	495	497	418	447	393	435	391
Torre de refrigeración en seco										
Estudio de factibilidad	0.2	-	0.3	-	0.3	-	0.5	-	0.7	-
Costo directo	25.0	23.0	40.1	36.3	67.0	59.9	139.8	129.7	254.6	239.8
Costo indirecto	3.3	2.3	5.3	3.7	8.9	6.1	18.5	13.3	33.7	24.5
Imprevistos	2.8	2.5	4.5	4.0	7.6	6.6	15.8	14.3	28.8	26.4
Intereses durante construcción	8.6	7.5	15.8	14.3	28.9	25.0	79.5	71.7	169.4	154.6
Inversión total	39.9	35.3	66.0	58.3	112.7	97.6	254.1	229.0	487.2	445.3
Costo directo US$/kW instalado	501	460	401	363	335	299	280	259	255	240
Costo total US$/kW instalado	797	705	660	583	563	488	508	458	487	445
Costo total US$/kW neto	835	739	693	611	592	513	534	481	511	469
Costo fijo operación y mantenimiento (miles US$/año)	540	160	660	200	900	300	1 480	420	2 300	640
Costo variable operación y mantenimiento no combustible (mills/kWh)	0.84	0.84	0.77	0.77	0.71	0.71	0.63	0.63	0.58	0.58

Cuadro 46

COSTOS PLANTAS TERMOELECTRICAS A VAPOR - CARBON

Inversión (millones de dólares)	50 MW		100 MW		200 MW		500 MW		1 000 MW	
	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad
Refrigeración un paso										
Estudio de factibilidad	0.4	-	0.4	-	0.5	-	0.7	-	1.0	-
Costo directo	34.6	24.7	47.8	37.2	82.2	59.2	164.9	128.7	306.4	240.5
Costo indirecto	4.6	2.5	6.3	3.8	10.9	6.0	21.8	13.1	40.5	24.6
Imprevistos	3.9	2.7	5.4	4.1	9.3	6.5	18.7	14.1	34.7	26.5
Intereses durante construcción	11.6	8.1	19.7	14.8	35.5	25.5	94.0	71.8	203.9	157.9
Inversión total	55.1	38.0	79.6	59.9	138.4	96.9	300.1	227.7	586.5	449.5
Costo directo US$/kW instalado	693	493	478	372	411	296	330	257	306	241
Costo total US$/kW instalado	1 091	759	796	599	692	484	600	455	587	450
Costo total US$/kW neto	1 168	813	852	641	741	519	644	489	631	483
Torre de refrigeración en seco										
Estudio de factibilidad	0.4	-	0.4	-	0.5	-	0.7	-	1.0	-
Costo directo	32.6	29.3	50.9	44.1	82.8	70.4	179.4	152.6	330.9	281.6
Costo indirecto	4.3	3.0	6.8	4.5	10.9	7.2	23.7	15.6	43.7	28.9
Imprevistos	3.7	3.2	5.8	4.9	9.4	7.8	20.3	16.8	37.5	31.0
Intereses durante construcción	11.0	9.6	20.9	17.4	35.9	29.5	102.1	84.5	219.5	182.1
Inversión total	52.0	45.1	84.8	70.9	139.5	114.9	326.2	269.5	632.6	523.6
Costo directo US$/kW instalado	651	586	509	441	414	352	359	305	331	282
Costo total US$/kW instalado	1 041	901	848	709	697	574	652	539	633	524
Costo total US$/kW neto	1 114	965	908	759	747	616	700	578	680	563
Costo fijo operación y mantenimiento (miles US$/año)	720	220	880	260	1 190	440	1 970	560	3 060	850
Costo variable operación y mantenimiento no combustible (millones/kWh)	1.12	1.12	1.02	1.02	0.94	0.94	0.84	0.84	0.77	0.77

- Los costos indirectos incluyen estructuras temporales, ingeniería y administración del propietario y costos de puesta en servicio
- Incluyen un camino de acceso de 500 metros
- Las condiciones de fundación son tales que no se necesitará movimiento de tierra o excavaciones extensivas
- Las centrales con refrigeración de un paso están ubicadas a 500 metros de las costas marítimas. No se necesitan estructuras o tuberías sumergidas
- El costo de los estudios de factibilidad se considera que se efectuará durante el año anterior al que se efectúen las especificaciones, adjudicación y propuesta
- Los intereses durante la construcción se han calculado con los desembolsos anuales actualizando a la fecha de puesta en servicio (principios del último año de desembolsos). La tasa de actualización empleada es 12%.
- Se considera una vida útil de 30 años para las unidades de vapor.

3. Turbina a gas

Se considerarán en el estudio turbinas a gas de 25 MW del tipo marco pesado con alojamiento de protección contra la intemperie y operación telecomunicada.

Las características técnicas de este tipo de unidades para 25 MW y para potencias mayores (73MW) se resumen en el cuadro 47. Se presentan para instalaciones a nivel del mar y a 1 000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y para temperaturas medias durante el día de 15°C y 32°C.

Los datos de costos de las turbinas a gas se muestran en el cuadro 48.

El período de mantenimiento programado para estos equipos es de 22 días por año y la tasa media de indisponibilidad o salida forzada de un 7%. La vida útil se estima en 20 años.

4. Plantas con ciclo combinado

La central termoeléctrica de ciclo combinado gas-vapor consiste en generadores de turbinas a gas y calderas de vapor que utilizan el calor de escape de dichas turbinas para la generación vapor.

/Cuadro 47

Cuadro 47

DATOS TECNICOS DE TURBINAS A GAS

Potencia de referencia		25 MW		75 MW[a/]	
Temperatura media durante el día		15°C	32°C	15°C	32°C
Instalada nivel del mar					
Capacidad de carga neta	MW	23.5	20.5	68.1	59.6
Capacidad mínima neta	MW	3.0	3.0	3.0	3.0
Consumo calor sin carga 10^6	kCal PCI/hr	22.18	20.01	54.75	49.59
Consumo específico incremental	kCal PCI/kWh neto	2 203	2 278	2 018	2 086
Consumo específico plena carga	kCal PCI/kWh neto	3 147	3 254	2 822	2 918
Instalada a 1 000 m.s.n.m.					
Capacidad de carga neta	MW	20.84	18.18	60.40	52.86
Carga mínima neta	MW	3.0	3.0	3.0	3.0
Consumo calor sin carga 10^6	kCal PCI/hr	19.67	17.74	48.56	43.98
Consumo específico incremental	kCal PCI/kWh neto	2 203	2 278	2 018	2 086
Consumo específico plena carga	kCal PCI/kWh neto	3 147	3 254	2 822	2 918

a/ Aproximado.

/Cuadro 48

Cuadro 48

TURBINA A GAS

Inversión	25 MW	75 MW
Estudio de factibilidad	60	90
Costo directo	3 820	9 270
Costo indirecto	330	690
Imprevistos	620	1 500
IDC	530	1 574
Costo total	5 360	13 124
Costo directo US$kW neto (15°C)	162	136
Costo total US$/kW neto (15°C)	228	193
Costo variable, operación y mantenimiento (mills/GWh neto) a/	3.0	3.0
Costo directo (15°C y 1 000 msnm)	184	153
Costo total (15°C y 1 000 msnm) US$/kW neto	258	217

a/ Sin considerar combustible.

/MONENCO

MONENCO ha seleccionado, para las condiciones de uso en Centroamérica, centrales que tienen una mayor capacidad en turbinas a gas que la componente de la turbina a vapor y sin quemadores adicionales en la caldera de esta última. Las turbinas a gas son del tipo marco pesado y representan aproximadamente las dos terceras partes de la potencia total.

En el cuadro 49 se indican las características de potencia y consumo de combustible de estas unidades y en el cuadro 50 los costos de inversión y operación correspondiente. Para este tipo de unidad se ha estimado una tasa de salida forzada de 4% y un período de mantenimiento de 22 días por año. La vida útil es de 20 años.

En los estudios de expansión del sistema de generación se considerarán plantas que queman petróleo, ubicadas en: Escuintla (Guatemala), Acoyutla (El Salvador), Puerto Cortés (Honduras), Puerto Somoza (Nicaragua), Puntarenas (Costa Rica) y Panamá (Panamá), agregando los costos del sistema de transmisión necesario.

5. Costos de generación

Con base en la información presentada en los párrafos anteriores, se ha calculado el costo de generación de unidades térmicas a vapor-petróleo y turbinas a gas, para distintos factores de planta que se presentan en la figura 13.

Las hipótesis de cálculo son las siguientes:

a) Unidades a vapor

- Combustible: petróleo residual 12.50 US$/barril,[1/] 10 200 kCal PCS/kg, densidad 0.95 ton/m^3
- Inversión de las dos primeras unidades
- Refrigeración de un paso
- Vida útil 30 años
- Tasa de actualización 12%
- Se ha supuesto un consumo medio un 10% superior al consumo específico a plena carga para todo factor de planta.

1/ Cifra usada solo para este cálculo.

/Cuadro 49

Cuadro 49

CARACTERISTICAS TECNICAS UNIDADES TERMICAS DE CICLO COMBINADO

Potencia nominal	MW	75.0	150.0	370.0
Potencia neta	MW	67.2	134.4	328.8
Potencia mínima	MW	3.0	3.0	3.0
Mantenimiento programado	Días/año			
Salida	Porcentaje	4.0	4.0	4.0
Refrigeración un paso (15°C)				
Consumo calor en vacío	10^6 kCal PCS/hr	46.8	94.0	208.8
Consumo específico potencia mínima	kCal PCS/kWh neto			
Consumo específico incremental	kCal PCS/kWh neto	1 626	1 631	1 505
Consumo específico plena carga	kCal PCS/kWh neto	2 323	2 330	2 150
Torre de enfriamiento en seco (15°C)				
Consumo calor en vacío	10^6 kCal PCS/hr	468	94.0	208.8
Consumo específico potencia mínima	kCal PCS/kWh neto			
Consumo específico incremental	kCal PCS/kWh neto	1 626	1 634	1 507
Consumo específico plena carga	kCal PCS/kWh neto	2 323	2 335	2 153

/Cuadro 50

Cuadro 50

COSTOS PLANTAS TERMOELECTRICAS DE CICLO COMBINADO

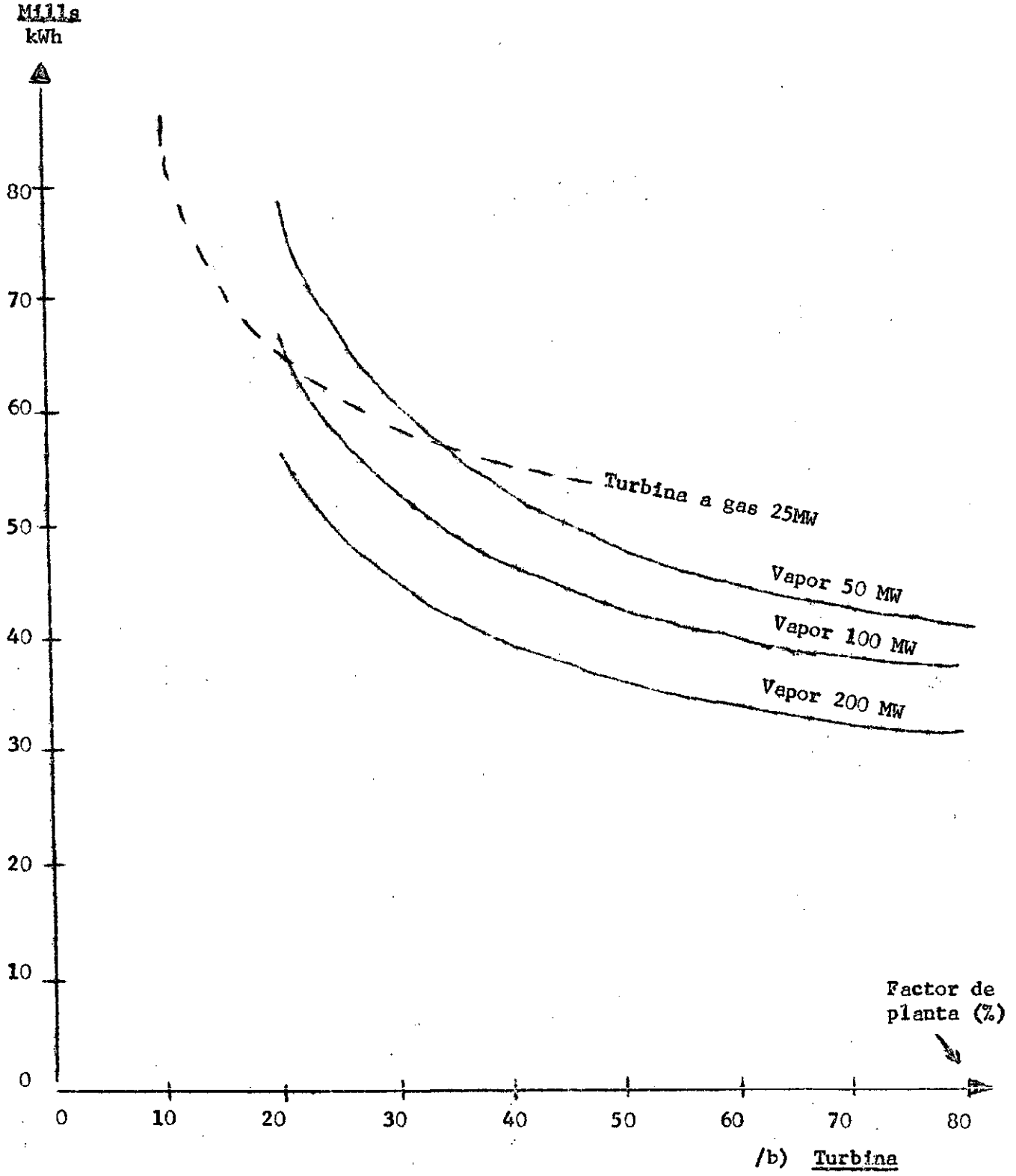
Inversión (millones de dólares)	50 MW		150 MW		300 MW	
	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad	Primera unidad	Segunda unidad
Refrigeración un paso						
Estudio de factibilidad	0.2	-	0.2	...	0.4	-
Costo directo	21.2	20.5	38.1	37.2	83.6	82.4
Costo indirecto	1.6	1.6	2.6	2.6	5.6	5.5
Imprevistos	3.4	3.3	6.1	6.0	13.4	13.2
Intereses durante construcción	7.4	6.9	12.8	12.1	27.6	26.8
Inversión total	33.8	32.3	59.8	57.9	130.6	127.9
Costo directo (US$/kW neto)	316	305	284	277	254	251
Costo total (US$/kW neto)	503	481	445	431	397	389
Torre de refrigeración en seco						
Estudio de factibilidad	0.2	-	0.3	-	0.4	-
Costo directo	22.2	21.5	40.0	39.1	95.5	94.2
Costo indirecto	1.6	1.6	2.8	2.7	6.3	6.2
Imprevistos	3.6	3.5	6.4	6.3	15.3	15.1
Intereses durante construcción	7.8	7.3	13.1	12.5	31.5	30.8
Inversión total	35.4	33.9	62.6	60.6	149.0	146.3
Costo directo (US$/kW neto)	333.1	320	298	291	296	291
Costo total (US$/kW neto)	527	505	466	451	461	452
Costo fijo operación y mantenimiento (miles US$/año)	450	130	510	160	650	200
Costo variable operación y mantención (mills/kWh)	2.30	2.30	2.28	2.28	2.25	2.25

/Figura 13

Figura 13

COSTOS TOTALES DE PRODUCCION PARA PLANTAS TERMICAS
A PETROLEO EN FUNCION DEL FACTOR DE PLANTA

(Fecha de referencia: diciembre 1977)



/b) Turbina

b) Turbina a gas

- Instalada a nivel del mar, temperatura media del día 32°C
- Combustible: petróleo diesel 17.25 US$/barril[2/], 10 200 kCal PCI/kg, densidad 0.86 ton/m^3
- Vida útil 20 años
- Tasa de actualización 12%
- Se ha considerado un consumo medio 5% superior al consumo a plena carga.

2/ Cifra usada sólo para este cálculo.

V. RECURSOS GEOTERMICOS

1. Generalidades

La existencia de recursos geotérmicos, potenciales en algunos países del Istmo y en explotación en otros de ellos, hace evidente la necesidad de incluir las plantas geotermico-eléctricas dentro de las alternativas de instalaciones de potencia.

Las características de generación de este tipo de plantas son muy ventajosas, puesto que su costo de operación es muy bajo mientras, que su factor de utilización es elevado complementándose por ello favorablemente con los desarrollos hidroeléctricos.

Aunque el costo de instalación de las centrales geotérmicas es difícil de estimar --en especial en lo que respecta al desarrollo del campo-- estudios preliminares indican que ellas compiten ventajosamente con las plantas termoeléctricas y, muchas veces, con los desarrollos hidráulicos. Por este motivo es necesario proponer, como alternativas de desarrollo, programas geotérmicos que sean por una parte, coherentes con los recursos potenciales, y por otra, que sean realizables por los países considerando sus respectivas limitaciones técnicas.

En lo que sigue se describe el enfoque adoptado en el estudio de interconexión en relación a esta materia y los estudios efectuados para estimar el costo de los desarrollos geotérmicos.

2. Recursos potenciales

Estimaciones preliminares realizadas con anterioridad indican que la región poseería un potencial de energía geotérmica relativamente elevado, que debidamente desarrollado permitiría complementar en forma muy eficiente la hidroelectricidad. Los estudios realizados son, sin embargo, incompletos; por un lado, existen sólo investigaciones muy someras en algunas regiones de varios países y, por el otro, sólo dos países han avanzado en forma significativa hacia la instalación de centrales geotermoeléctricas.

Con base en los antecedentes anteriores la CEPAL, con el apoyo financiero del PNUD, solicitó la asistencia técnica del Centro de Recursos

/Naturales

Naturales, Energía y Transporte (CRNET) de la Secretaría de las Naciones Unidas, para realizar un estudio tendiente a obtener una primera evaluación global del potencial de energía geotermoeléctrica que podría servir de referencia para los programas de desarrollo eléctrico. Dicho Centro se encarga de proveer apoyo técnico a todos los proyectos de investigaciones geotérmicas que llevan a cabo las Naciones Unidas en diversas regiones del mundo.

Se procedió inicialmente a recoger toda la información de campo disponible, y de manera especial, la relacionada con temperaturas a nivel de suelo y los análisis geoquímicos de las aguas termales, para obtener una idea completa de la información básica disponible en la región, elaborándose un informe con los datos obtenidos.[1/]

Simultáneamente con el inventario mencionado se definió la metodología a seguir para estimar el potencial geotermoeléctrico de los países del Istmo Centroamericano. La metodología está basada en un análisis estadístico que utiliza como parámetros la productividad potencial probable de los campos geotérmicos y el número de campos existentes en el Istmo.

Para los propósitos anteriores se clasificaron los campos dependiendo de su geología y temperaturas esperadas en dos categorías, correspondiendo la primera a aquellos sitios donde se acepta un mayor grado de confiabilidad.

La estimación de la capacidad probable de los campos fue deducida mediante análisis de regresión con base en información estadística de unos 42 campos investigados con suficiente detalle en todo el mundo. El número de campos existentes en el Istmo Centroamericano se dedujo de los inventarios de cada país. La clasificación en las categorías indicadas anteriormente se basó tanto en las informaciones geológicas del lugar en que se encuentran ubicados los campos como en temperaturas observadas y deducidas por métodos químicos.

Los resultados cuantitativos obtenidos considerando solamente los campos de mayor nivel de confianza indican un potencial mínimo estimado

1/ Véase, Geothermal Resources of Central America: Provisional Compilation of available Data (CCE/SC.5/GREG/I/DI.3), febrero de 1978.

/del orden

del orden de los 1 600 megavatios y un valor promedio probable de unos 6 500 (valor estadístico esperado) para los seis países de la región. El detalle de las estimaciones por países está contenido en un documento presentado a la primera reunión del Grupo Regional de Energía Geotérmica (GREG)[2/] y se resumen en el cuadro 51.

3. Recursos explotables a corto y mediano plazo

Para poder establecer una primera estimación de los posibles programas de adiciones de generación con base en centrales geotérmicas, se han evaluado las facilidades con que cuentan los países y los progresos que se podrían realizar de contar con una cantidad nominal de equipo de perforación. Este método da resultados que podrían catalogarse de conservadores por una parte, ya que teóricamente se puede contratar, con personal y equipo foráneo, la realización de programas paralelos. Pero por otro lado, se puede también considerar como un enfoque realista, ya que por lo general no se puede avanzar más rápido de lo que permite la capacidad de manejo y control de parte de las instituciones nacionales responsables de este tipo de proyectos, cuya definición requiere investigaciones cuidadosas y completas. En todo caso los programas deberán estar limitados por la potencialidad de desarrollo de cada uno de los sitios considerados.

Con base en consideraciones similares a las antes mencionadas, se presentó a la citada reunión del GREG un documento[3/] que contiene una propuesta preliminar sobre los posibles programas de adiciones geotérmicas hasta fines del presente siglo para cada uno de los seis países del Istmo Centroamericano.

Los resultados de la evaluación mencionada corregidos mediante la inclusión de diversos comentarios de los organismos nacionales de electrificación se reproducen en el cuadro 52.

2/ Véase The United Nations' Approach to Geothermal Resources Assessment (CCE/SC.5/GREG/I/DI.2), septiembre de 1977.
3/ Véase, Geothermal Electric Power Development 1980-2000; Preliminary Proposal (CCE/SC.5/GREG/I/DI.5), febrero de 1978.

/Cuadro 51

Cuadro 51

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL GEOTERMICO PROBABLE

	Número de campos en categoría A a/	Límites de probabilidad 68% b/ Inferior del potencial (MW)	Superior del potencial (MW)	Potencial medio (MW) c/
Total	18	1 620	28 840	6 480
Guatemala	5	450	6 900	1 800
El Salvador	2	180	2 760	720
Honduras d/	...	...	...	...
Nicaragua	8	720	11 040	2 880
Costa Rica	2	180	2 760	720
Panamá	1	90	1 380	360

Fuente: The United Nations' Approach to Geothermal Resources Assessment (CCE/SC.5/GREG/I/DI.2), United Nations, New York.

a/ Corresponden a campos en mayor nivel de confianza, temperatura mayor que 180°C ubicados en el cinturón volcánico.

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

c/ Valor esperado.

d/ No hay datos suficientes.

Cuadro 52

ISTMO CENTROAMERICANO: PROGRAMA PRELIMINAR DE INSTALACIONES GEOTERMICAS a/

(MW)

	Guatemala	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica
Total	315	410	350	240
1980		95	35	
1981		35	35	
1982	35			
1983		35	35	
1984	35			
1985		35	35	
1986	35			40
1987		35	35	
1988	35			40
1989		35	35	
1990	35			40
1991		35	35	
1992	35			
1993		35		40
1994	35		35	
1995				
1996		35	35	40
1997	35			
1998			35	
1999		35		40
2000	35			

a/ Incluye instalaciones actuales.

/En dicho

En dicho cuadro Honduras y Panamá no figuran instalando potencia en el período 1980-2000, el primero debido a que las actividades exploratorias se encuentran en fase muy incipiente y el segundo a que las exploraciones efectuadas hasta la fecha no permiten asegurar la existencia de un potencial técnicamente utilizable en generación de energía eléctrica.

4. Costos de plantas geotérmicas

Como es sabido, el costo de las instalaciones geotérmicas es muy variable, dependiendo especialmente de una serie de factores inciertos relacionados especialmente con la exploración del campo y la producción de vapor. Entre ellos:

- Profundidad del depósito
- Productividad de los pozos
- Razón de pozos productivos en relación a pozos perforados
- Productividad y vida útil de los pozos

El costo de la planta de generación, aun cuando depende de las características del vapor y de las facilidades de acceso, puede ser estimado con mayor certeza. En cambio el costo de la evacuación de los efluentes es de nuevo sumamente variable según la calidad de los mismos y la ubicación de la planta.

No hay antecedentes suficientes en el Istmo como para evaluar adecuadamente cada uno de los factores indicados con anterioridad, motivo por el cual ha sido necesario estimar los costos para condiciones típicas medias bajo los siguientes criterios.

i) Cada campo tendrá una potencia de alrededor de 105 MW que será explotada mediante tres plantas de 35 MW. Los costos de exploración del campo serán compartidos por las tres unidades,[4/] y

ii) Las condiciones de temperatura y presión del vapor indicados en el cuadro 53 son representativos de la mayoría de los campos existentes en el Istmo.

4/ Con base en características medias sugeridas por J. McNitt en su artículo "Geothermal Energy in Transition", Natural Resources Forum 2 (1977) 5-17, Naciones Unidas, 1977.

/Cuadro 53

Cuadro 53

CENTROAMERICA: DATOS DE CARACTERISTICAS DEL VAPOR EN CAMPOS GEOTERMICOS EXPLORADOS a/

Datos de temperatura

País	Lugar	T (°C)	Profundidad
Costa Rica	Miravalles	150	200
El Salvador	Ahuachapán	200	
	Tipitapa	200	300 - 400
	Berlín	235	1 450
Guatemala	Moyuta	114	1 500 - 2 000
	Turril	170	
Honduras	Pavana	230 320	300 - 500 1 000 - 1 500

Datos de gradientes de temperatura

País	Lugar	Gradiente (°C/Km)
El Salvador	Ahuachapán	400
Guatemala	Moyuta	230

Datos de presión

País	Lugar	Presión media (Kg/cm^2)
El Salvador	Ahuachapán	12.7 - 14.6 b/

a/ Resumen de la recopilación de Svein Einarsson.
b/ Del informe de prefactibilidad de la Central Geotérmica Ahuachapán. (Dicho informe recomienda una presión de trabajo no superior a 8 Kg/cm^2).

/La estimación

La estimación del costo de las plantas geotérmicas se encomendó a Montreal Enginnering Company (MONENCO), firma que efectuó, con su propio personal, los cálculos de costos de las obras superficiales (conducción de vapor, planta termoeléctrica) y mediante subcontrato con la empresa VIERKAL, la estimación de los costos de exploración de los campos y de producción de vapor.

Los resultados de la estimación de costos se indican en el cuadro 54 mientras que en el cuadro 55 se indican los costos de generación típicos que serán utilizados en el estudio.

/Cuadro 54

Cuadro 54

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION DE PLANTAS GEOTERMOELECTRICAS

(Nivel de precios diciembre 1977)

	Primera unidad	Cada unidad consecutiva	Total para tres unidades
Características generales			
Campo geotérmico			
Potencial (MW)			105
Razón pozos perforados/pozos productivos (%)			60
Espaciamiento de los pozos (m)			200-300
Pozos de reinyección de afluentes (número)			10
Pozos de reemplazo por año (número)			1
Vida de pozos productores (años)			10
Vida del sistema de recolección de vapor (años)			25
Planta generadora			
Potencia bruta (MW)	35.0	35.0	105.0
Potencia neta (MW)	34.1	34.1	102.3
Vida útil (años)	25	25	25
Inversiones en desarrollo del campo (millones de dólares)	20.93	11.06	43.05
Investigación	7.00	-	7.00
Perforación de pozos	5.84	5.84	17.52
Sistema de colección de vapor a/	5.75	2.88	11.51
Sistema de evacuación de efluentes	2.34	2.34	7.02
Inversiones de las plantas de generación	15.08	10.00	35.08

/(continúa)

Cuadro 54 (Conclusión)

	Primera unidad	Cada unidad consecutiva	Total para tres unidades
Costos de operación y mantenimiento			
Campo geotérmico			
En la superficie[b/] (10^3 US$/año)	80.90	52.20	185.30
En el subsuelo (10^3 US$/año)	278.00	278.00	834.00
Plantas de generación			
Costos fijos de operación (10^3 US$/año)	288.00	96.00	480.00
Costos fijos de mantenimiento (10^3 US$/año)	120.00	120.00	360.00
Costos incrementales de operación (mills/kWh)	0.12	0.12	0.12
Costos incrementales de mantenimiento (mills/kWh)	0.40	0.40	0.40
Ritmo de inversiones (miles de dólares)	36 730	21 060	78 850
Año 1	1 660	-	1 660
2	1 660	-	1 660
3	1 660	-	1 660
4	9 780	1 070	11 920
5	13 370	7 815	29 000
6	6 760[c/]	10 170	27 100
7	1 840	30	1 900[c/]
8	-	1 975	3 950

a/ Incluye equipo de control para la boca del pozo.
b/ Incluye perforación de pozos de reemplazo.
c/ Año de puesta en servicio.

/Cuadro 55

Cuadro 55

COSTO DE GENERACION DE PLANTAS GEOTERMOELECTRICAS

(Instalación 3 x 35 MW; potencia neta 102.3 MW)

Capital (10^6 US$)	97.72		
Costo total desarrollo del campo	43.05		
Costo total plantas de generación	35.80		
Intereses durante la construcción	18.87		
Operación y mantenimiento fijo (10^3 US$)	1 859.30		
Superficial	185.30		
Subsuelo	834.00		
Planta (operación)	480.00		
Planta (mantenimiento)	360.00		
Cargo anual (10^3 US$)	14 318.60		
Del capital[a/]	12 459.30		
De operación fijo	1 859.30		
Costo de generación		Factor de planta	
	0.70	0.80	0.90
Generación neta (GWh/año)	627	717	806
Costo de operación fijo total (mills/kWh)	22.80	20.00	17.80
Costo variable (millones/kWh)	0.50	0.50	0.50
Costo total de generación (mills/kWh)	23.30	20.50	18.30

a/ Tasa de interés 12% anual, vida útil 25 años.

/VI. SISTEMA

VI. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

1. Líneas de transmisión existentes

Como primera etapa de los estudios de sistemas se realizó una recopilación por parte de MONENCO, de las informaciones relativas a líneas de transmisión existentes, proyectadas hasta 1983 y de características de subestaciones y generadores. Con esta información se elaboraron planos y diagramas unifilares para cada uno de los seis países de la región.

El sistema de transmisión existente a 1982 comprende líneas de 110, 132, 154 y 230 kV; las líneas de 69 kV se consideran como subtransmisión o distribución. En los cuadros 56 al 61 se resumen las características de las líneas que conformarán el sistema al inicio del estudio. Están incluidas dos líneas de interconexión internacional: Pavana-León (320 kV) que conecta los sistemas de Honduras y Nicaragua y los Brasiles-La Cruz que une los sistemas de Nicaragua y Costa Rica.

2. Costos de líneas de transmisión

Luego de un estudio realizado por MONENCO,[1/] sobre las tensiones de transmisión para ser desarrolladas en el área, en el que se consideraron los sistemas existentes y las normas imperantes en los diferentes países, se recomendó utilizar 138, 230 y 345 kV. Se han hecho estimaciones preliminares del costo de líneas de transmisión y subestaciones con el objeto de incluir en el modelo MGI los costos de transmisión tanto desde las plantas hacia los nodos principales, como los correspondientes a interconexiones internacionales.

Los costos por kilómetro de línea para las tensiones señaladas anteriormente se indican en el cuadro 62. Se supuso dos clases de trazado de diferente dificultad. Los costos de transformadores de elevación figuran en el cuadro 63 y el de las subestaciones asociadas se indican en el cuadro 64. Todos los costos están calculados incluyendo gastos de ingeniería (15%), administración (2%) e imprevistos aproximadamente (25%).

1/ Véase el informe de MONENCO, Costos preliminares de líneas de transmisión y de subestaciones (borrador), julio de 1978.

/Cuadro 56

Cuadro 56

GUATEMALA: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1982

De barra	A barra	Longitud (km)	Tensión nominal (kV)	Calibre del conductor	Circuitos	
					Numero	Año de instalación
Quezaltenango	Atitlán	57	230		1	1980
Quezaltenango	Mazatenango		230			
Mazatenango	Atitlán		230			
Escuintla	Atitlán	100	230		1	1980
Escuintla	Atitlán	100	230		2	1980
Escuintla	Guate-Sur	42	230		1	1978
Escuintla	Guate-Sur	42	230		2	1978
Escuintla	Marinalá	15	138	477 ACSR	1	
Guate-Sur	Marinalá	32	138	477 ACSR	1	
Guate-Sur	Marinalá	32	138	477 ACSR	2	
Escuintla	María Linda	28	230			1978
María Linda	Moyuta		230			
Moyuta	Frontera Salvador		230			
Atitlán	Corral-Quezaltenango	42	230		1	1980
Guate-Sur	Guate-Norte	42	230		1	1978
Guate-Sur	Guate-Norte	42	230		2	1978
Guate-Norte	San Cristóbal		230		1	1982
Guate-Norte	San Cristóbal		230		2	1982
San Cristóbal	Pueblo Viejo (Quixal)		230		1	1982
San Cristóbal	Pueblo Viejo (Quixal)		230		2	1982
San Cristóbal	El Estor	141	230		1	1982
San Cristóbal	El Estor	141	230		2	1982

/Cuadro 57

Cuadro 57

EL SALVADOR: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1982

De barra	A barra	Longitud (km)	Tensión nominal (kV)	Calibre del conductor	Circuitos	
					Número	Año de instalación
5 de Noviembre	San Rafael Cedros	30	115	477 ACSR	1	1953
San Rafael Cedros	Soyapango	32	115	477 ACSR		1953
Soyapango	Nejapa	10	115	477 ACSR		1961
Nejapa	Opico	19	115	477 ACSR		1961
Opico	Santa Ana	23	115	477 ACSR		1961
Santa Ana	Guajoyo	27	115	477 ACSR		1961
Opico	Acajutla	64	115	477 ACSR		1964
Nejapa	San Antonio Abad	7	115	2-477 ACSR		1970
San Rafael Cedros	Tecoluca	28	115	477 ACSR		1972
Tecoluca	Usulután	38	115	477 ACSR		1972
Santa Ana	Ahuachapán	36	115	477 ACSR		1975
Cerrón Grande	5 de Noviembre	18	115	477 ACSR		1976
Cerrón Grande	Nejapa	40	115	477 ACSR	1	1976
Cerrón Grande	Nejapa	40	115	477 ACSR	2	1976
San Miguel	San Rafael Cedros	83				1978
Ahuachapán	Sonsonate	27	115	477 ACSR		1979
Acajutla	Sonsonate	13	115	477 ACSR		1979
Sonsonate	Nuevo Cuscatlán	63	115	477 ACSR		1979
Nuevo Cuscatlán	San Antonio Abad	12	115	477 ACSR		1979
San Lorenzo	San Martín	63	115	477 ACSR		1982
San Martín	Nuevo Cuscatlán	30	115	477 ACSR		1982
San Lorenzo	San Rafael Cedros	43	115	4/0 ACSR		1982
San Lorenzo	San Miguel	45	115	4/0 ACSR		1982

/Cuadro 58

Cuadro 58

HONDURAS: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1982

De barra	A barra	Longitud (km)	Tensión nominal (kV)	Calibre del conductor	Circuitos	
					Número	Año de instalación
Río Lindo	Cahsa		138	477 ACSR	1	
Cahsa	La Puerta		138	477 ACSR	1	
La Puerta	El Centro		138	477 ACSR	1	
El Centro	Bermejo		138	477 ACSR	1	
Bermejo	Progreso	35	138	477 ACSR	1	
Progreso	Tela	62	138	477 ACSR	1	
Tela	Ceiba	89	138	477 ACSR	1	
Ceiba	Sabá		138		1	
Sabá	Coyoles		138		1	
Sabá	Corocito		138		1	
Río Lindo	Progreso	48	138	477 ACSR	1	
Río Lindo	Cañaveral	9	138	477 ACSR	1	
Cañaveral	Siguatepeque	50	138	477 ACSR	1	
Siguatepeque	Comayagua	30	138	477 ACSR	1	
Comayagua	Santa Fe	74	138	477 ACSR	1	
Santa Fe	Suyapa	17	138	477 ACSR	1	
Suyapa	Pavana	88	138	795 ACSR	1	
Pavana	León	131	138	795 ACSR	1	

/Cuadro 59

Cuadro 59

NICARAGUA: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1982

De barra	A barra	Longitud (km)	Tensión nominal (kV)	Calibre del conductor	Circuitos	
					Número	Año de instalación
Centroamérica	Sébaco	28	138	556.5 ACSR	1,2	1965
Sébaco	Tipitapa	78	138	556.5 ACSR	1	1965
Sébaco	Gral. Somoza	33	138	556.5 ACSR	1	1967
Gral Somoza	Malpaisillo	37	138	556.5 ACSR	1	1967
Malpaisillo	León	30	138	556.5 ACSR	1	1967
Gral. Somoza	Managua	83	138	556.5 ACSR	1	1971
León	El Viejo	35	138	556.5 ACSR	1	1971
Tipitapa	Masaya	21	138	336.4 ACSR	1	1972
Tipitapa	Boaco	50	138	336.4 ACSR	1	1972
Acoyapa	La Gateada	47	138		1	
Los Brasiles	Nejapa	7	138		1	
Nejapa	Sur	15	138		1	
Sur	Oriental	8	138		1	
Los Brasiles	Momotombo	61	138		1	1981
Masaya	Nandaime	25	138	336.4 ACSR	1	
Nandaime	Rivas	42	138	336.4 ACSR	1	
Tipitapa	Oriental	14	138	556.5 ACSR	1	
Oriental	Managua	10	138	556.5 ACSR	1	
Centroamérica	Sébaco	28	138	556.5 ACSR	2	
Boaco	Sta. Rita	26	138	336.4 ACSR	1	1972
Sta. Rita	Acoyapa	60	138	336.4 ACSR	1	1972
Sébaco	Estelí	40	138	556.5 ACSR	1	1975
Estelí	Yalagüina	48	138	556.5 ACSR	1	1975
León	Frontera	76	138	795 ACSR	1	1976
Frontera	Pavana	60	138	795 ACSR	1	1976
Los Brasiles	Managua	10	138	556.5 ACSR	1	1976
Pto. Somoza	Los Brasiles	54	230	795 ACSR	1	1976
Pto. Somoza	León	46	230	795 ACSR	1	1976

/Cuadro 60

Cuadro 60

COSTA RICA: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1982

De barra	A barra	Longitud (km)	Tensión nominal (kV)	Calibre del conductor	Circuitos	
					Número	Año de instalación
Arenal	Barranca	67	230	795 ACSR	1	
Arenal	Barranca	67	230	795 ACSR	2	
Arenal	Corobici	9	230	795 ACSR	1	
Corobici	Canas	7	230	636 ACSR	1	
Canas	Liberia	48	230	795 ACSR	1	
Canas	Barranca	70	230	636 ACSR	1	
Barranca	La Caja	62	230	795 ACSR	1	
Barranca	La Caja	62	230	795 ACSR	2	
Canas	Guayabal	58	138	336.4 ACSR	1	
Canas	Colorado	25	138	336.4 ACSR	1	
Barranca	Jualilama	6	138	336.4 ACSR	1	
Garita	Naranjo	17	138	336.4 ACSR	1	
Garita	Alajuela	18	138	636 ACSR	1	
Alajuela	La Caja	10	138	636 ACSR	1	
La Caja	Desamparados	15	138	636 ACSR	1	
La Caja	Alajuelita	14	138	636 ACSR	1	
La Caja	Colima	9	138	636 ACSR	1	
Jualilama	Garita	35	138	336.4 ACSR	1	
Cóncavas	Río Macho	8	138	636 ACSR	1	
Río Macho	Cachí	15	138	795 ACSR	1	
Río Macho	Cachi	15	138	795 ACSR	2	
Moín	Siquirres	50	138	336.4 ACSR	1	
Siquirres	Cachí	30	138	336.4 ACSR	1	
		17		636 ACSR	1	
Cachí	Este	28	138	636 ACSR	1	
Cachí	Sabanilla	35	138	636 ACSR	1	
Este	Alajuelita	12	138	636 ACSR	1	
Cachi	Moín	17	138	636 ACSR	1	
		80		336.4 ACSR	1	
Heredia	Colima	5	138	636 ACSR	1	
Colima	Sabanilla	6	138	636 ACSR	1	
La Caja	Heredia	7	138	636 ACSR	1	
Desamparados	Este	10	138	636 ACSR	1	
Este	Cóncavas	21	138	636 ACSR	1	
Este	Río Macho	24	138	636 ACSR	1	
Río Macho	San Isidro	53	138	336.4 ACSR	1	
San Isidro	Río Claro	110	138	636 ACSR	1	

/Cuadro 61

Cuadro 61

PANAMA: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1982

De barra	A barra	Longitud (km)	Tensión nominal (kV)	Calibre del conductor	Circuitos	
					Número	Año de instalación
David	Concepción	25	115	266.8 ACSR	1	
David	Los Valles	25	115	336 ACSR	1	
David	La Estrella	25	115	336 ACSR	1	
David A	La Fortuna	37	230	750 ACAR	1	
David B	La Fortuna	37	230	750 ACAR	1	
David A	San Félix	62	230	750 ACAR	1	
David B	San Félix	62	230	750 ACAR	1	
San Félix	Minas de Cobre	35	230	750 ACAR	1	
San Félix	Minas de Cobre	35	230	750 ACAR	2	
San Félix	Divisa	155	230	750 ACAR	1	
Panamá	Cerro Viento	11	115	636 ACSR	2	
Panamá	Locería	7	115	636 ACSR	1	
Panamá	Santa María	1	115	636 ACSR	1	
Cerro Viento	San Francisco	11	115	636 ACSR	1	
Santa María	Cáceres	1	115	336 ACSR	1	
Cáceres	Locería	6	115	336 ACSR	1	
Cáceres	Maranon	6	115	336 ACSR	1	
		5		500 AAC	1	
Maranon	Locería	5	115	500 AAC	1	
Cáceres	Bahía Las Minas	55	115	336 ACSR	1	
San Félix	Divisa	155	230	750 ACAR	2	
Divisa	Panamá	178	230	750 ACAR	1	
Divisa	La Chorrera	139	230	750 ACAR	1	
Divisa	Santiago	42	115	266.8 ACSR	1	
Divisa	Aguadulce	19	115	266.8 ACSR	1	
Divisa	La Arena	48	115	266.8 ACSR	1	
Panamá	Bayano	81	230	636 ACSR	1	
Panamá	Chilibre A	22	115	636 ACSR	1	
Panamá	Chilibre B	22	115	636 ACSR	1	
Panamá	Cerro Viento	11	115	636 ACSR	1	
Cáceres	Bahía Las Minas	55	115	336 ACSR	2	
Bahía Las Minas	Chilibre A	31	115	636 ACSR	1	
Bahía Las Minas	Chilibre B	31	115	636 ACSR	1	
Chilibre A	C. Larga	11	115	636 ACSR	1	
La Chorrera	Panamá	39	230	750 ACAR	1	

/Cuadro 62

Cuadro 62

COSTOS TIPICOS DE LINES DE TRANSMISION

Voltaje (kV)	Construcción	Terreno	Costo en miles de US$/km		
			Total	Extranjero	Local
115	Circuito sencillo	Regular	48	29	19
138	Circuito sencillo	Regular	53	32	21
		Difícil	64	33	31
	Circuito doble	Regular	91	54	37
		Difícil	109	56	53
230	Circuito sencillo	Regular	83	50	33
		Difícil	99	51	48
	Circuito doble	Regular	142	84	58
		Difícil	168	86	82
345	Circuito sencillo	Regular	140	84	56
		Difícil	166	86	80
	Circuito doble	Regular	239	142	97
		Difícil	284	146	138

Fuente: Montreal Engineering Co., Costos preliminares para líneas de transmisión y subestaciones, junio de 1978.

/Cuadro 63

Cuadro 63

COSTOS TIPICOS DE TRANSFORMADORES

Relación de voltaje (kV)	Total	Extranjero	Local ($/kVA)	Costo
13.8 - 138	3.8	3.3	0.5	4.22
13.8 - 230	5.3	4.6	0.7	5.89
13.8 - 345	6.8	5.9	0.9	7.56

/Cuadro 64

Cuadro 64

COSTOS TIPICOS DE SUBESTACIONES

Esquema de barra principal y auxiliar	Costos de subestaciones (miles de US$)		
	Total	Extranjero	Local
138 kV terminación de línea	300	246	54
138 kV terminación de transformador	275	225	50
230 kV terminación de línea	450	375	70
230 kV terminación de transformador	400	329	66
345 kV terminación de línea	750	657	98
345 kV terminación de transformador	650	569	91
Esquema disyuntor y medio			
138 kV terminación de línea	400	345	60
138 kV terminación de transformador	400	347	58
230 kV terminación de línea	650	555	80
230 kV terminación de transformador	650	560	80
345 kV terminación de línea	1 100	984	116
345 kV terminación de transformador	1 100	990	115

Fuente: Costos preliminares para líneas de transmisión y subestaciones, op. cit.