



NACIONES UNIDAS
CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/VIII/3/Rev.1
23 de junio de 1980

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)
Octava reunión
(Managua, Nicaragua, 9 a 11 de julio de 1980)

Volumen III

INFORME FINAL DEL ESTUDIO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

(Anexos IX a XIII)



Volumen I

INDICE DE MATERIAS

	<u>Página</u>
Presentación	1
I. Introducción	3
1. Antecedentes	3
2. Los objetivos del estudio	5
3. Organización del estudio	6
4. La organización del informe	7
5. Reconocimiento	8
II. Resumen, conclusiones y recomendaciones	9
1. Resumen	9
2. Conclusiones y recomendaciones	14
III. Metodología	18
1. Fuentes de beneficio	19
a) Interconexión con desarrollo aislado	19
b) Interconexión con desarrollo integrado	20
2. Alternativas de interconexión	21
a) Desarrollo aislado-operación conjunta (integrado A)	21
b) Sistema regional con desarrollo integrado o integración total (integrado B)	21
c) Sistema regional con dependencia limitada o integración parcial (integrado C)	22
3. Análisis metodológico general	22
a) Condiciones básicas	22
b) Proposición metodológica	25
4. Estudios de la expansión de los sistemas de generación	27
a) Modelos disponibles	27
b) Modelos elegidos	31
5. Estudios de operación de los sistemas y de transferencias internacionales de energía	32
a) Estudios de operación	32
b) Costos de operación y transferencias de energía	33

	<u>Página</u>
6. Estudio del sistema de transmisión	33
a) Método de estudio	34
b) Estudios eléctricos requeridos	34
c) Despacho de carga	35
7. Evaluación económica	36
a) Beneficios globales	36
b) Beneficios individuales	37
8. Resumen de la metodología utilizada	37
IV. Informaciones básicas	44
1. Proyecciones de la demanda	44
2. Características de los sistemas existentes	45
3. Recursos hidroeléctricos	55
a) Generalidades	55
b) Proyectos seleccionados	63
c) Estudios hidrológicos y de operación simulada	68
d) Estimación de los costos de inversión y operación	69
e) Costos unitarios de potencia instalada y costos de generación	72
4. Alternativas termoeléctricas	72
5. Recursos geotérmicos	82
a) Recursos potenciales	85
b) Proyectos desarrollables a corto y mediano plazos	85
c) Costos de instalaciones geotermoeléctricas	88
6. Parámetros económicos y condiciones supuestas para el uso de los modelos de planeación	88
a) Parámetros económicos	88
b) Características y precios del combustible	88
c) Condiciones y criterios del uso del modelo MGI	90
d) Condiciones de abastecimiento	91
e) Selección de las características principales de uso del modelo WASP	92
f) Representación de las proyecciones de la demanda (módulo LOADSY)	93

	<u>Página</u>
g) Representación de los sistemas de generación existentes (módulo FIXSYS)	94
h) Alternativas de desarrollo de los sistemas (modelo VARSYS)	97
i) Programación de las obras de generación (módulos CONGEN, MERSIM y DYNPRO)	97
V. Resultados de la planeación de las adiciones en generación	99
1. Desarrollo de la generación en los países aislados	100
a) Guatemala	100
b) El Salvador	103
c) Honduras	105
d) Nicaragua	107
e) Costa Rica	108
f) Panamá	110
2. Alternativa de integración total (integrado B)	113
3. Alternativa de integración parcial (integrado C)	128
4. Comparación de resultados	133
VI. Estudios de operación de los sistemas y de transferencias internacionales de energía	139
1. Costos de operación	140
a) Países aislados	140
b) Sistemas integrados	150
2. Transferencias de energía	150
a) Comentarios sobre los balances de energía	152
b) Comentarios sobre las transferencias	155
VII. Estudios de los sistemas de transmisión y del despacho de carga centralizado	157
1. Estudios de los sistemas de transmisión (1984-1994)	158
a) Desarrollo aislado	158
b) Caso integrado A	174
c) Caso integrado B	182
d) Caso integrado C	194

	<u>Página</u>
2. Estudio del Centro Regional de Despacho de Carga	205
a) Instalaciones nacionales de control existentes y programadas	205
b) Filosofía y operación	206
c) Control regional de operación	207
d) Sistema de comunicación	212
e) Costos estimados	213
f) Programa de trabajo del proyecto	214
3. Modificaciones en los resultados de los estudios de transmisión para propósitos de evaluación económica	216
VIII. Evaluación económica	220
1. Conceptos generales	220
2. La alternativa A de interconexión regional	223
3. Alternativas B y C de integración total	227
a) Distribución de los costos de inversión de las obras de generación	235
b) Distribución de los costos del sistema de transmisión	236
c) Valorización del excedente de energía acreditada	236
d) Utilización del "premio" por la disponibilidad hidroeléctrica y geotérmica	236

Volumen II

Presentación	1
<u>Anexo</u>	
I. Evaluación de metodologías de planeación eléctrica	3
A. Comparación de las metodologías disponibles	5
1. Metodologías disponibles	5
2. Descripción comparativa de los modelos	6
3. Análisis de los aspectos más relevantes de las metodologías	7
4. Conclusiones	12
B. Resultado de las pruebas de los sistemas metodológicos SIPSE, WASP y MGI	13
1. Hipótesis del estudio	14
2. Resultados obtenidos con la metodología SIPSE	19
/3. Resultados	

<u>Anexo</u>	<u>Página</u>
3. Resultados obtenidos con el modelo WASP	23
4. Resultados obtenidos con el Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI)	30
5. Conclusiones generales sobre los resultados obtenidos con las tres metodologías	42
II. Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI)	45
1. Planteamiento general	47
2. Condiciones y criterios	48
3. Ecuaciones de abastecimiento	49
4. Representación de las centrales hidroeléctricas previsibles	50
5. Centrales térmicas a vapor y turbinas a gas previsibles	53
6. Centrales geotérmicas previsibles	54
7. Sistemas de transmisión previsibles	55
8. Instalaciones de generación y transmisión existentes	56
9. La función del costo	56
III. Modelo WASP	59
A. Modelo WASP-3	61
1. Generalidades	61
2. Estructura del programa	61
3. Flujo de información entre programas	62
4. Simulación probabilística	64
5. Descripción de los módulos	65
B. Modificaciones al modelo WASP-2	76
1. Resumen	76
2. Medición de la probabilidad de pérdida de carga	79
3. Valorización de la energía no servida	81
4. Hipótesis para la distribución en base y punta de la energía aportada por las centrales hidráulicas	84
5. Cálculo de la generación esperada de las plantas termoeléctricas que operan conjuntamente con plantas hidráulicas mediante simulación probabilística	94
IV. Modelo TRANSF	105
1. Planteamiento general	107
2. Procedimiento de cálculo	107

<u>Anexo</u>	<u>Página</u>
3. Descripción del modelo	108
4. Datos de entrada	119
5. Resultados	120
V. Estudios de transmisión	145
1. Programas de computación	147
2. Criterios de planificación de la transmisión	151
3. Sistema de transmisión	153
VI. Metodología para la distribución de los beneficios de la interconexión eléctrica en la alternativa A	159
1. Consideraciones generales	161-162
2. Descripción de la metodología utilizada	163-164
VII. Datos de demanda para modelos de planeación	171
1. Proyecciones globales de potencia y energía	173
2. Distribución de las demandas por centros de carga	173
3. Variación mensual de la demanda	175
4. Características de las curvas de duración	175
VIII. Sistemas de generación y transmisión existentes a 1983	195
A. Instalaciones de generación	197
1. Plantas hidroeléctricas	197
2. Centrales termoeléctricas	197
3. Agrupación de plantas termoeléctricas para utilización del modelo WASP	207
4. Sistemas de transmisión existentes	208

Volumen III

Presentación	xiii
--------------	------

<u>Anexo</u>	
IX. Proyectos hidroeléctricos	223
A. Características técnicas y de operación	225
1. Características técnicas	225
2. Características de operación	225
B. Costos	244
1. Estimación de costos de inversión y operación	244
2. Costo de transmisión asociada	247
3. Costos de potencia instalada y generación	255

<u>Anexo</u>	<u>Página</u>
X. Alternativas termoeléctricas y geotérmicas	265
1. Características técnicas y costos de alternativas termoeléctricas	267
2. Características técnicas y costos de alternativas geotérmicas	270
XI. Balances y transferencias de energía	275
1. Resumen de las transferencias de energía	277
2. Resultados de los balances de energía	291
XII. Programa de adiciones de subestaciones	297
1. Caso aislado	299
2. Integrado A	315
3. Integrado B	319
4. Integrado C	333
XIII. Resultados de la repartición de beneficios en el integrado A	349

INDICE DE CUADROS

Volumen III

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
	Anexo IX	
1	Guatemala: Características técnicas de los proyectos hidroeléctricos	227
2	El Salvador: Características técnicas de los proyectos hidroeléctricos	229
3	Honduras: Características técnicas de los proyectos hidroeléctricos	230
4	Nicaragua: Características técnicas de los proyectos hidroeléctricos	231
5	Costa Rica: Características técnicas de los proyectos hidroeléctricos	232
6	Panamá: Características técnicas de los proyectos hidroeléctricos	234
7	Guatemala: Resultados de la operación simulada de los proyectos hidroeléctricos	236
8	El Salvador: Resultados de la operación simulada de los proyectos hidroeléctricos	238
9	Honduras: Resultados de la operación simulada de los proyectos hidroeléctricos	239
10	Nicaragua: Resultados de la operación simulada de los proyectos hidroeléctricos	240
11	Costa Rica: Resultados de la operación simulada de los proyectos hidroeléctricos	241
12	Panamá: Resultados de la operación simulada de los proyectos hidroeléctricos	243
13	Guatemala: Costos de transmisión de los proyectos hidroeléctricos	249
14	El Salvador: Costos de transmisión de los proyectos hidroeléctricos	250
15	Honduras: Costos de transmisión de los proyectos hidroeléctricos	251
16	Nicaragua: Costos de transmisión de los proyectos hidroeléctricos	252
17	Costa Rica: Costos de transmisión de los proyectos hidroeléctricos	253

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
18	Panamá: Costos de transmisión de los proyectos hidroeléctricos	254
19	Guatemala: Costos de los proyectos hidroeléctricos	256
20	El Salvador: Costos de los proyectos hidroeléctricos	258
21	Honduras: Costos de los proyectos hidroeléctricos	259
22	Nicaragua: Costos de los proyectos hidroeléctricos	260
23	Costa Rica: Costos de los proyectos hidroeléctricos	262
24	Panamá: Costos de los proyectos hidroeléctricos	263
25	Costos unitarios de proyectos hidroeléctricos subdivididos para su utilización en el modelo WASP	264
	Anexo X	265
1	Características técnicas de unidades térmicas a vapor	268
2	Costos de inversión y operación de plantas termoeléctricas a vapor	269
3	Características técnicas de turbinas a gas	271
4	Costos de inversión y operación de turbinas a gas	272
5	Costos de inversión y operación de plantas geotermoeléctricas	274
	Anexo XI	275
1	Integrado A. Balance y transferencias anuales de energía por trimestre	279
2	Integrado B. Balance y transferencias anuales de energía por trimestre	283
3	Integrado C. Balance y transferencias anuales de energía por trimestre	287
4	Integrado A. Resumen de los balances de energía por trimestre	293
5	Integrado B. Resumen de los balances de energía por trimestre	294

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
6	Integrado C. Resumen de los balances de energía por trimestre	295

Anexo XII

1	Guatemala: Programa de subestaciones	301
2	El Salvador: Programa de subestaciones	303
3	Honduras: Programa de subestaciones	306
4	Nicaragua: Programa de subestaciones	308
5	Costa Rica: Programa de subestaciones	310
6	Panamá: Programa de subestaciones	312
7	Integrado A. Programa de subestaciones adicionales	317
8	Guatemala: Integrado B. Programa de subestaciones	321
9	El Salvador: Integrado B. Programa de subestaciones	323
10	Honduras: Integrado B. Programa de subestaciones	325
11	Nicaragua: Integrado B. Programa de subestaciones	327
12	Costa Rica: Integrado B. Programa de subestaciones	329
13	Panamá: Integrado B. Programa de subestaciones	331
14	Guatemala: Integrado C. Programa de subestaciones	335
15	El Salvador: Integrado C. Programa de subestaciones	337
16	Honduras: Integrado C. Programa de subestaciones	340
17	Nicaragua: Integrado C. Programa de subestaciones	342
18	Costa Rica: Integrado C. Programa de subestaciones	344
19	Panamá: Integrado C. Programa de subestaciones	347

Anexo XIII

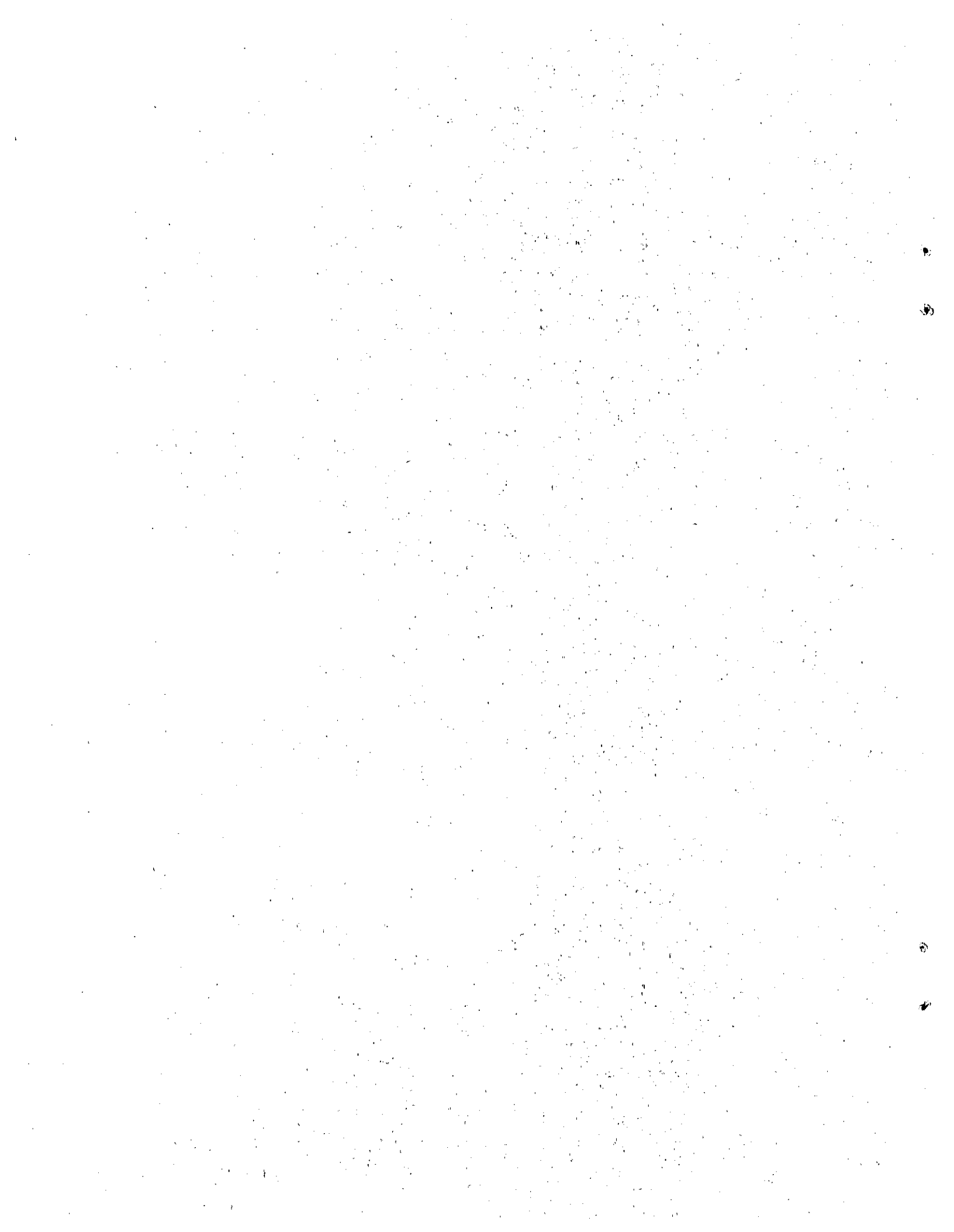
	Istmo Centroamericano: Integrado A. Resultados de la evaluación económica de las transferencias de energía	351
--	--	-----

PRESENTACION

Este documento describe la información básica, la metodología, los trabajos realizados, los resultados y las conclusiones de estudios llevados a cabo con el propósito de estimar los beneficios que podrían obtener los países del Istmo Centroamericano al interconectar sus sistemas eléctricos.

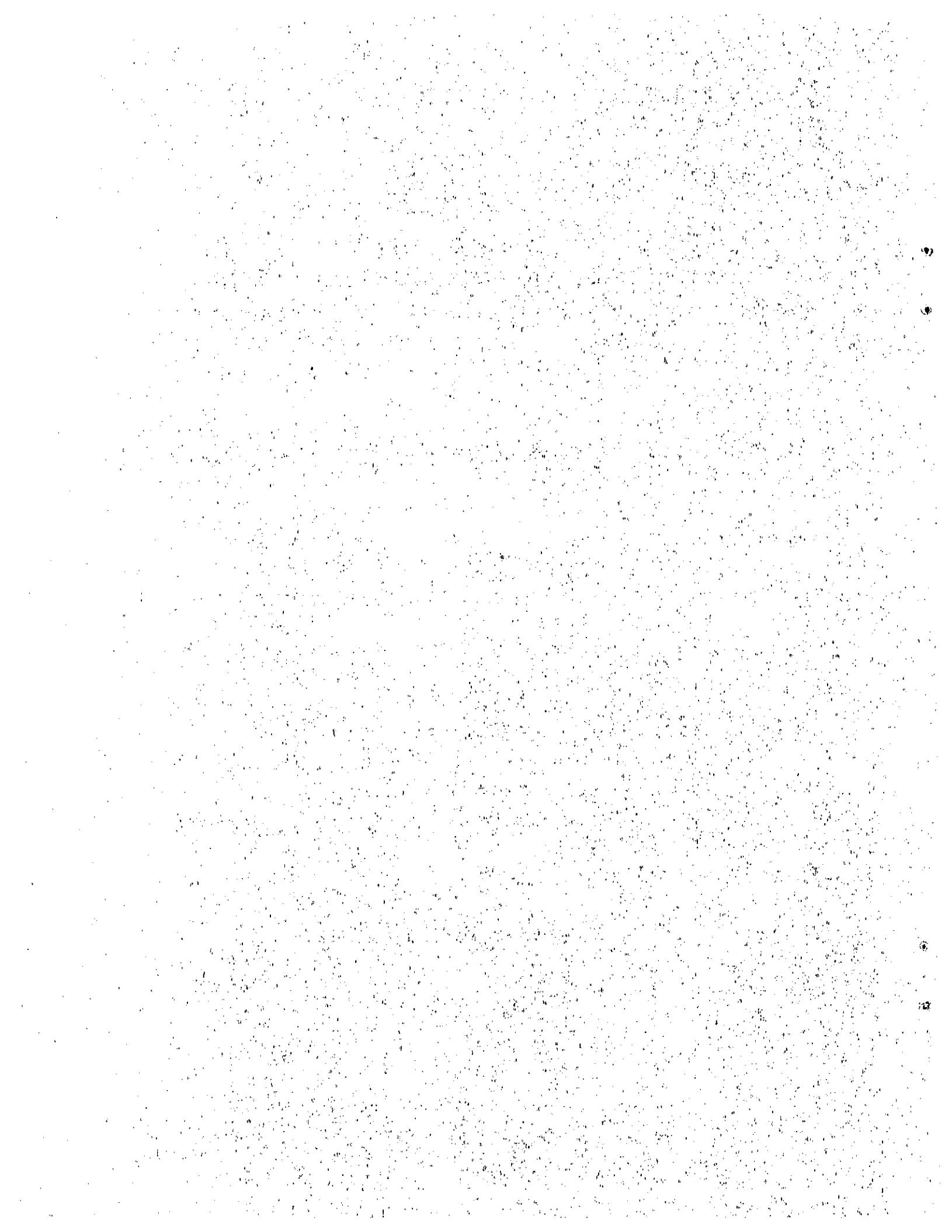
El Estudio Regional de Interconexión Eléctrica en el Istmo Centroamericano (ERICA) fue realizado por la Subsección en México de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), a petición de los organismos eléctricos de la región. Contó para ello con el apoyo técnico y financiero del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Las instituciones de electrificación del Istmo tuvieron también una importante participación técnica en el estudio.

La presente versión, de carácter provisional, comprende tres volúmenes que serán presentados en la octava reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) --organismo regional de contrapartida-- que se efectuará en la ciudad de Managua.



Anexo IX

PROYECTOS HIDROELECTRICOS



A. Características técnicas y de operación

1. Características técnicas

En este acápite se resumen las características técnicas de los proyectos futuros seleccionados para el estudio, considerando las diferentes alternativas de capacidad instalada definidas para cada proyecto. (Véanse los cuadros 1 a 6). Estos datos están destinados a utilizarse en los estudios de operación simulada y son los siguientes:

i) Capacidades de las alternativas de potencia instalada consideradas, el número de unidades y el caudal turbinable de diseño correspondiente. Cuando no se dispuso del dato, éste se estimó suponiendo un rendimiento global del salto de 0,90.^{1/}

ii) La caída neta correspondiente a la potencia nominal.

iii) 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.

iv) Cota de operación máxima y mínima de embalse. (La máxima no considera la altura de carga para evacuar la crecida de diseño).

v) Los volúmenes embalsados para las cotas máximas y mínimas de operación y el volumen útil de embalse.

vi) La energía embalsada a cota máxima (medida como la energía producible al vaciar el embalse sin caudal afluente).

vii) La cota en la descarga para caudal de diseño, y depende del caudal del río.

viii) La caída bruta máxima.

2. Características de operación

Los estudios de operación simulada se realizaron mediante los modelos matemáticos OPEHID y OPECAS basados en un modelo de simulación de la operación de una central hidroeléctrica preparado por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) en Chile.^{2/} El programa original simula la operación de una

^{1/} Una vez descontadas las pérdidas hidráulicas en la conducción.

^{2/} Véase, Modelo de operación simulada de una central hidroeléctrica (OPEHID) (CCE/SC.5/GRIE/IV/DI.3), febrero de 1977.

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 ella. Se establece una regla de operación para la regulación del embalse y pueden representarse en el modelo restricciones de 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 modelo OPEHID con base en lo anterior calcula la energía generada para cada mes del período en estudio, la que agrupada por años hidrológicos es sometida a un tratamiento estadístico con objeto de obtener los valores característicos como son: la energía anual generable para probabilidades de ocurrencia 95% (año seco), 50% (año medio) y 10% (año húmedo). En este proceso se utilizaron diferentes leyes de distribución de probabilidades (normal, logarítmico normal y empírica según Hazen). El programa realiza además una distribución mensual de las generaciones características anuales mediante análisis de la correspondiente distribución en los años que más se asemejan en generación total anual a los característicos en períodos dentro del año (en este caso trimestralmente).

El programa OPECAS realiza la operación de varias centrales en cascada. Cada planta está caracterizada por sus datos técnicos y por los caudales naturales en sitio de presa. El programa realiza la operación de la planta de aguas arriba y calcula el caudal afluente a la siguiente planta, el cual resulta de sumar al caudal afluente de la primera el caudal de la cuenca intermedia existente entre ambas. El resto del análisis de probabilidad de producción 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 centrales que se utilizan en el modelo MGI se adoptaron políticas de operación relativamente simples, consistentes en general en mantener los embalses en niveles relativamente elevados y minimizando las pérdidas de energía por rebases. Se emplearon varias políticas de operación seleccionándose en general, la que produjera más energía firme, definida como la que puede

GUATEMALA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg)	Cafda neta ^{a/} (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (10 ⁶ m ³)			Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
Xajalá	350 ^{b/}	4	600.0	66	9.0	290.0	270.0	899.0	357.0	542.0	95	215	75.0
	200	4	483.0										
	500	6	863.0										
El Carmen	110 ^{b/}	2	66.0	190	65.5	535.5	495.2	176.0	48.0	128.0	58	280	255.5
	80	2	48.0										
Serchil	110 ^{b/}	3	52.0	249	32.0	575.0	535.0	189.0	42.0	147.0	85	295	280.0
	80	2	38.0										
Chulac	440 ^{b/}	6	338.0	155	22.0	195.0	155.0	517.0	542.0	975.0	341	18	177.0
	300	6	230.0										
Chicoc	206 ^{b/}	2	35.0	711	79.0	220.0	220.0	-	-	-	-	430	790.0
	300	4	51.0										
Sauce	121 ^{b/}	3	86.0	170	20.0	200.0	160.0	736.0	266.0	470.0	180	10	190.0
	60	2	43.0										
	90	3	64.0										
Polochic	171 ^{b/}	3	143.0	143	17.0	200.0	170.0	257.0	90.0	167.0	54	40	160.0
	120	3	93.0										
	220	4	121.0										
Matanzas Semuc	12 ^{b/}	2	19.7	72	8.0	302.0	302.0	-	-	-	-	220	82.0
	112 ^{b/}	4	77.0	174	6.0	410.0	410.0	-	-	-	-	230	180.0
	160	3	110.0										
	200	4	137.0										
El Arco	91 ^{b/}	2	21.0	510	40.0	200.0	200.0	-	-	-	-	650	550.0
	136	3	31.4										
	182	4	42.0										
Tzucanca	60 ^{b/}	2	10.0	694	56.0	400.0	400.0	-	-	-	-	650	750.0
	90	2	15.0										
	120	2	20.0										

/(continúa)

- III-223 -

Cuadro I (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg)	Cafda neta ^a (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (10 ⁶ m ³)			Energfa embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Util			
San Juan	100 ^{b/}	3	84.0	144	16.0	550.0	520.0	166.0	60.0	106.0	35	390	160.0
	67	2	56.0										
	167	4	140.0										
Estrella Polar	116 ^{b/}	3	32.0	430	50.0	800.0	800.0	-	-	-	-	320	480.0
	156	3	43.0										
	232	4	64.0										
Sumalito	36 ^{b/}	2	20.0	219	25.0	1 314.0	1 314.0	-	-	-	-	1 070	244.0
	44	2	24.0										
	72	3	40.0										
El Copón	123 ^{b/}	2	87.0	160	8.0	460.0	440.0	19	7	12	4	292	168.0
	61	1	43.0										
	92	2	65.0										
Altavista	55 ^{b/}	2	21.9	246	24.0	1 070.0	1 070.0	-	-	-	-	800	270.0
	75	2	30.0										
	110	2	43.8										
Montecristo	43 ^{b/}	2	108.0	45	5.0	300.0	270.3	361.3	75.8	285.5	24	250	50.0
	64	2	160.7										
Jocotales	85 ^{b/}	2	89.0	106	7.0	1 127.0	1 104.0	42.0	18.0	24.0	6	1 003	124.0
	50	2	52.0										
San Ramón	40 ^{b/}	2	160.0	28	2.0	220.0	211.0	149.5	34.8	114.7	7	190	30.0
	60	3	240.0										
Camotán	145 ^{b/}	2	62.0	266	14.0	500.0	470.0	653.5	286.5	367.0	228	220	280.0
	100	2	43.0										
Sisimite	72 ^{b/}	2	53.0	152	8.0	600.0	560.0	497.9	165.9	332.0	110	440	160.0
	100	2	74.0										
Atitlán	36	3		1 022	27.8	1 565.0	1 564.0	128.0	-	128.0	320	515	1 050.0
	48	4											
	72	6	7.9										

a/ Potencia máxima.
b/ Capacidad básica.

/Cuadro 2

Cuadro 2

EL SALVADOR: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg)	Cafda neta ^{a/} (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (10 ⁶ m ³)			Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
Zapotillo	120.0 ^{b/}	2	172.0	88	12	430.0	405.0	1 830	660	1 170	249	330	100
	90.0	2	129.0										
	150.0	2	215.0										
Paso del Oso	40.0 ^{b/}	2	150.0	32	1	330.0	330.0	-	-	-	-	298	33
	60.0	2	225.0										
El Tigre	540.0 ^{b/}	4	950.0	68	10	125.0	97.0	1 500	450	1 050	166	47	78
	405.0	3	712.5										
	675.0	5	1 187.5										
Ampliación 5 de noviembre ^{c/}	143.0 ^{b/}	7	450.0	52	4	178.4	173.4	320	50	270	34	122	52
	174.0	8	547.0										
	205.0	9	645.0										
Ampliación Cerrón Grande ^{c/}	202.5	3	405.0	57	6	243.0	228.0	2 180	750	1 430	184	179	63
	270.0	4	540.0										

^{a/} Potencia máxima.
^{b/} Capacidad básica.
^{c/} Datos para la planta ampliada.

Cuadro 3

HONDURAS: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg)	Cafda neta ^{a/} (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (10 ⁶ m ³)			Energfa embalsada (G/h)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
Naranjito	84 ^{b/}	2	105.0	89	4	410	370.0	920	345	575	101	310	100
	126	3	157.5										
	168	4	210.0										
Wampú (P1)	270 ^{b/}	4	772.0	41	1	100	100.0	-	-	-	-	57	43
	200	3	572.0										
	340	5	972.0										
Cuyamel (P2)	700 ^{b/}	4	252.0	142	8	250	230.0	6 250	4 250	2 000	670	100	150
	525	3	189.0										
	875	5	315.0										
	1 050	6	379.0										
Piedras amarillas (P3)	210 ^{b/}	4	382.0	66	4	320	301.8	5 000	2 140	2 860	410	250	70
	140	2	255.0										
	315	6	572.0										
Wampú I (U)	50 ^{b/}	2	60.0	100	5	225	225.0	-	-	-	-	120	105
	100	4	120.0										
Rfo Frfo (W3)	40 ^{b/}	2	28.0	162	8	470	470.0	-	-	-	-	300	170
	80	2	56.0										
Culuco (S1)	75 ^{b/}	2	146.0	61	4	100	100.0	-	-	-	-	35	65
	50	2	94.0										
Los Chorros (S2)	95 ^{b/}	2	120.0	95	10	205	195.0	2 000	1 550	450	105	100	105
	140	3	177.0										

a/ Potencia máxima.
b/ Alternativa básica.

NICARAGUA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg)	Cafda neta ^{a/} (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (10 ⁶ m ³)			Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
Brito	188	3	-	31.0	-	-	-	-	-	16 000	1 170	-	-
	250 ^{b/}	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	313	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copalar 1	414 ^{b/}	4	340.0	146.0	4.0	220	210	21 828	16 422	5 406	1 868	70	150
	276	3	226.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	598	5	491.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copalar 2	428 ^{b/}	4	377.1	136.0	4.0	210	200	16 422	12 097	4 325	1 389	70	140
	300	3	264.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	600	5	528.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tumarfn 4	440 ^{b/}	4	965.3	54.7	7.3	80	59	3 632	776	2 856	327	18	62
	294	3	645.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	636	5	1 395.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tumarfn 6	330 ^{b/}	4	857.8	46.1	5.9	70	54	1 800	439	1 361	130	18	52
	206	3	535.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	495	5	1 286.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palvas	257 ^{b/}	3	314.4	98.2	3.8	220	179	3 606	927	2 679	458	118	102
	180	2	220.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	334	4	408.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Piñuelas	625 ^{b/}	5	1 022.3	73.3	9.7	120	93	23 088	5 292	17 796	2 759	37	83
	375	4	613.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	812	6	1 328.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valentfn	77 ^{b/}	2	148.8	62.0	8.0	100	75 ^{b/}	1 854	241	1 613	213	30	70
	54	2	104.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	100	2	193.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nojolka	118 ^{b/}	2	176.9	79.7	10.3	180	150 ^{b/}	781	340	441	74	90	90
	89	2	133.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	178	3	266.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

a/ Potencia máxima.

b/ Potencia básica aproximada.

Cuadro 5

COSTA RICA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg.)	Cafda neta (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (10 ⁶ m ³)			Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
Ventanas-Garita	80b/	2	45.0	216.0	2.0	530.0	520.0	12.0	4.5	7.5	4.0	302.2	227.8
	150	2	84.4										
Palomo	40b/	2	40.0	119.0	10.5	1 104.5	1 096.0	340.0	28.8	311.2	73.0	975.0	129.5
Guayabo	180b/	3	140.0	155.8	18.2	430.0	420.0	4.5	1.0	3.5	1.0	256.0	174.0
	240	4	187.0										
Siquirres	310b/	4	240.0	168.0	17.0	245.0	190.0	557.0	167.0	390.0	143.0	60.0	185.0
	450	6	348.0										
	620	8	480.0										
Boruca	810b/	4	445.0	216.0	4.0	260.0	232.0	14 678.0	9 844.0	4 834.0	2 294.0	40.0	220.0
	600	3	329.0										
	1 000	5	549.0										
	1 200	6	659.0										
Pirris	130b/	2	20.0	790.0	50.0	1 160.0	1 150.0	24.0	19.6	4.4	0	320.0	840.0
	195	3	28.0										
El Brujo	300b/	3	40.0	850.0	100.0	1 500.0	1 500.0	-	-	-	-	550.0	950.0
	200	2	26.6										
	400	4	53.3										
Angostura Izarco	174b/	3	133.0	133.0	19.0	582.0	565.5	11.3	0.5	10.8	4	430.0	152.0
	146	3	111.6										
	232	4	177.0										

/(Continúa)

--III-233 -
Cuadro 5 (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg)	Cafda neta ^{a/} (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (10 ⁶ m ³)			Energfa embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta (máxima (m))
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
San Fernando	130 ^{b/}	2	38.6	382.0	58.0	840.0	839.0	0.4	0	0	-	400.0	440.0
	90	2	26.9										
	195	3	57.9										
Palmar	120 ^{b/}	2	606.0	23.0	2.0	45.0	41.0	70.0	35.0	35.0	1.0	20.0	25.0
	180	3	903.0										
Cedral	220 ^{b/}	3	120.0	207.0	23.0	280.0	275.0	174.0	137.0	37.0	19.0	50.0	230.0
	150	2	82.0										
	300	4	163.0										
Saré	180 ^{b/}	2	118.0	173.0	27.0	620.0	610.0	25.0	16.0	9.0	4.0	420.0	200.0
	120	2	78.7										
Tayutic-Pacuaré	164 ^{b/}	2	52.6	318.0	12.0	590.0	570.0	65.0	5.5	59.5	45.0	260.0	330.0
	246	3	78.9										
Purrires-Turrubarés	160 ^{b/}	2	118.0	153.0	42.0	300.0	280.0	10.3	3.4	6.9	3.0	105.0	195.0
	120	2	88.5										
	240	3	177.0										
Turrubarés	120 ^{b/}	2	167.0	81.0	6.0	100.0	90.0	239.0	149.0	90.0	17.0	13.0	87.0
	240	4	334.0										

a/ Potencia máxima.

b/ Capacidad básica.

/Cuadro 6

Cuadro 6

PANAMA: CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg)	Cafda neta ^{a/} (m)	Pérdida de carga nominal (m)	Cota (m.s.n.m.)		Volumen (10 ⁶ m ³)			Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
Teribe B2-2M	219 ^{b/}	3	97.0	232.0	28.0	310	270	462.00	235.00	227.0	144	10	300
	292	4	129.0										
Teribe C2-2	126 ^{b/}	2	46.0	383.0	20.0	730	690	90.00	40.00	50.0	46	310	420
	160	2	58.0										
Teribe C7-2	90 ^{b/}	2	14.7	608.0	32.0	1 264	1 290	5.25	2.25	3.0	1	640	650
	79	2	12.9										
Teribe C3-2	78 ^{b/}	2	24.0	355.3	18.7	700	665	78.60	36.50	42.1	37	310	390
	100	2	30.8										
Changuinola D2-2	332 ^{b/}	3	340.9	112.0	6.0	140	112	2 133.00	885.00	1 248.0	366	10	180
	200	3	205.4										
	272	4	279.3										
Changuinola H1-1	267 ^{b/}	3	226.1	137.0	15.0	310	270	1 490.00	675.00	815.0	275	140	170
	540	6	453.2										
Culubre F1-2	128 ^{b/}	2	14.4	1 020.0	77.0	1 770	1 762	0.60	0.30	0.3	-	670	1 100
	160	2	18.0										
Culubre G3-2M	145 ^{b/}	3	63.8	263.0	14.0	600	557	27.50	6.50	21.0	13	310	290
	195	4	85.2										
Changuinola G6-2	132 ^{b/}	2	58.4	260.0	16.0	600	560	48.75	11.25	37.50	23	310	290
	102	2	45.1										

a/ Potencia máxima.
b/ Capacidad básica.

/producirse

producirse en cualquier mes durante todo el período estudiado. Los procesos en el modelo MGI permitieron, al optimizar las variables de traspaso, mejorar estas reglas de operación de acuerdo con 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 7 a 12. 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.

Cuadro 7

GUATEMALA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA DE
LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh)		
		Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Xalalá	280	1 292	1 521	1 582
	350 <u>a/</u>	1 349	1 570	1 821
	500	1 349	1 582	1 794
El Carmen	80	200	296	363
	110 <u>a/</u>	200	308	440
Serchil	80 <u>a/</u>	252	306	374
	110	252	311	426
Chulac	300	1 263	1 661	1 786
	440 <u>a/</u>	1 263	1 729	1 975
Chicoc	206 <u>a/</u>	1 163	1 358	1 459
	300	1 285	1 646	1 758
Sauce	60	241	252	283
	90	241	252	283
	121 <u>a/</u>	241	252	283
Polo chic	120	451	555	600
	171 <u>a/</u>	467	599	687
	220	467	645	710
Matanzas	12	57	65	72
Semuc	112 <u>a/</u>	552	678	741
	160	588	769	834
	200	600	795	870
El Arco	91 <u>a/</u>	487	560	661
	136	596	693	760
	182	597	752	847
Tzucanca	60 <u>a/</u>	320	368	435
	90	391	456	499
	120	391	492	557
San Juan	67	372	416	451
	100 <u>a/</u>	425	517	609
	167	425	568	648
Estrella Polar	116 <u>a/</u>	623	723	821
	156	726	856	947
	232	793	970	1 126

/(continúa)

Cuadro 7 (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh)		
		Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Somalito	36 <u>a/</u>	185	212	243
	44	203	240	275
	72	223	276	343
El Copón	61	264	313	363
	92	279	346	439
	123 <u>a/</u>	279	358	453
Altavista	55 <u>a/</u>	275	317	365
	75	321	385	425
	110	346	427	489
Montecristo	43 <u>a/</u>	189	227	263
	64	188	244	294
Jocotales	50	166	212	240
	85 <u>a/</u>	171	241	298
San Ramón	40 <u>a/</u>	189	234	268
	60	211	281	327
Camotán	100	311	429	539
	145 <u>a/</u>	299	459	610
Sisimite	72 <u>a/</u>	191	315	376
	100	191	349	458
Atitlán	42	319	346	363
	63 <u>a/</u>	312	347	390
	72	310	349	403
Pueblo Viejo <u>b/</u>	300	1 340	1 611	1 916
Los Esclavos <u>b/</u>	14	59	71	82
María Linda <u>b/</u>	90	220	336	441
Jurún Marinalá <u>a/</u>	58	115	168	244

a/ Capacidad básica.

b/ Planta existente.

Cuadro 8

EL SALVADOR: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA
DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh)		
		Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Zapotillo <u>a/</u>	90.0	250	374	432
	120.0 ^{b/}	250	380	510
	150.0	250	375	512
Paso del Oso <u>c/</u>	40.0 ^{b/}	113	168	198
	60.0	113	179	238
El Tigre <u>d/</u>	405.0	1 158	1 714	2 135
	540.0 ^{b/}	1 158	1 786	2 392
	675.0	1 158	1 641	2 498
Ampliación 5 de Noviembre <u>e/</u> <u>f/</u>	62.0	20	264	420
	124.0 ^{b/}	20	264	420
Ampliación Cerrón Grande <u>g/</u> <u>f/</u>	67.5 ^{b/}	20	35	106
	135.0	20	35	106
Guajoyo <u>f/</u>	15.0	47	93	114
5 de Noviembre <u>g/</u> <u>f/</u>	81.0	471	591	639
Cerrón Grande <u>g/</u> <u>f/</u>	135.0	412	613	757
San Lorenzo <u>g/</u> <u>f/</u>	180.0	561	750	886

a/ Operadas en cascada hidráulica (Zapotillo-5 de Noviembre-Cerrón Grande-San Lorenzo). Se descontó la generación de Guajoyo.

b/ Alternativa básica.

c/ Operadas en cascada hidráulica (Guajoyo-Paso del Oso-Cerrón Grande-5 de Noviembre).

d/ Operadas en cascada hidráulica (Guajoyo-Cerrón Grande-5 de Noviembre-El Tigre).

e/ Capacidad ampliada solamente.

f/ Operadas en cascada hidráulica (Guajoyo-Cerrón Grande-5 de Noviembre-San Lorenzo).

g/ Planta existente.

= III-239 -

Cuadro 9

HONDURAS: RESULTADO DE LA OPERACION SIMULADA
DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh)		
		Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Naranjito	84 ^{a/}	278	347	408
	126	278	377	474
	168	278	377	545
Wampú (P1)	200	564	925	1 228
	270 ^{a/}	564	975	1 499
	340	564	975	1 620
Cuyamel	525	1 906	2 876	3 718
	700 ^{a/}	1 906	3 304	4 441
	875	1 906	3 200	4 979
	1 050	1 906	3 430	5 302
Piedras Amarillas	140	603	606	1 001
	210 ^{a/}	603	830	1 212
	315	603	830	1 346
Wampú I (W)	50 ^{a/}	108	187	281
	100	108	187	349
Río Frío (W3)	40 ^{a/}	83	142	210
	80	83	142	265
Culuco (S1)	50	170	249	333
	75 ^{a/}	170	276	448
Los Chorros (S2)	95 ^{a/}	264	409	637
	140	272	413	738
El Cajón <u>b/</u>	292	1 206	1 394	1 803
Cañaveral <u>b/</u> <u>c/</u>	30	117	171	203
Río Lindo <u>b/</u> <u>c/</u>	80	342	476	556

a/ Alternativa básica.

b/ Planta existente.

c/ Operadas en cascada hidráulica (Cañaveral-Río Lindo).

Cuadro 10
 NICARAGUA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA
 DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh)		
		Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Brito	188 <u>a/</u>	1 068	1 100	1 100
	250	1 068	1 100	1 100
	313	1 068	1 100	1 100
Copalar 1	276	1 445	1 556	2 007
	414 <u>a/</u>	1 565	1 565	1 792
	598	1 565	1 565	1 926
Copalar 2	300	1 323	1 454	1 833
	428 <u>a/</u>	1 324	1 454	1 916
	600	1 383	1 454	1 958
Tumarín 4	284	1 260	1 433	1 634
	440 <u>a/</u>	1 455	1 610	1 840
	636	1 470	1 625	2 037
Tumarín 6	206	1 014	1 079	1 193
	330 <u>a/</u>	1 076	1 186	1 341
	495	1 292	1 388	1 638
Paiwas	180	499	780	988
	257 <u>a/</u>	523	784	1 020
	334	552	818	1 072
Piñuelas	375	2 170	2 291	2 451
	625 <u>a/</u>	2 170	2 302	2 869
	812	2 170	2 302	2 921
Valentín	54	197	243	332
	77 <u>a/</u>	206	274	345
	100	210	274	356
Mojolka	89	327	429	488
	118 <u>a/</u>	355	429	535
	178	442	514	584
Centroamérica <u>b/ c/</u>	50	163	212	263
General Somoza <u>b/ c/</u>	50	128	153	202

a/ Capacidad básica.

b/ Existente.

c/ Operadas en cascada hidráulica (Centroamérica - General Somoza).

COSTA RICA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA
DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh)		
		Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Ventanas-Garita	80 ^{a/}	419	511	567
	150	474	599	758
Palomo <u>b/</u>	40 ^{a/}	181	131	183
Guayabo <u>c/</u>	180 ^{a/}	1 156	1 263	1 415
	240	1 282	1 406	1 587
Siquirres <u>d/</u>	310 ^{a/}	615	753	939
	450	615	753	939
	620	615	753	939
Boruca	600	4 824	4 978	5 109
	810 ^{a/}	4 824	5 170	5 399
	1 000	4 824	5 246	5 787
	1 200	4 824	5 266	6 122
Pirris	130 ^{a/}	598	691	791
	195	639	780	947
El Brujo	200	858	1 006	1 132
	300 ^{a/}	889	1 052	1 283
	400	889	1 052	1 322
Angostura-Izarco <u>e/</u>	146	922	1 003	1 125
	174 ^{a/}	981	1 082	1 205
	232	1 005	1 123	1 324
San Fernando	90	457	544	610
	130 ^{a/}	485	584	760
	195	485	594	785
Palmar	120 ^{a/}	489	551	627
	180	500	585	724
Cedral	150	738	861	919
	220 ^{a/}	777	942	1 092
	300	809	950	1 179
Saré	120	483	541	619
	180 ^{a/}	487	567	702
Tayutic-Pacuaré	164 ^{a/}	822	911	1 045
	246	822	916	1 136

/(continúa)

Cuadro 11 (Conclusión)

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh)		
		Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Purrires-Turrubarés <u>f/</u>	120	661	795	873
	160 ^{a/}	723	891	1 021
	240	773	964	1 217
Turrubarés	120 ^{a/}	468	574	686
	240	468	603	808
Menores <u>g/</u>	30	268	286	286
Garita <u>g/</u>	30	228	244	255
Arenal <u>g/ h/</u>	156	616	616	621
Río Macho <u>g/ i/</u>	120	419	608	770
Cachí <u>g/ i/</u>	100	717	775	844
Corobicí <u>g/ h/</u>	174	656	664	631

a/ Alternativa básica.

b/ Operadas en cascada hidráulica (Río Macho-Palomo-Cachí).

c/ Operadas en cascada hidráulica (Río Macho-Cachí-Guayabo).

d/ No considera el trasvase de caudal proveniente de Guajoyo.

e/ Operadas en cascada hidráulica (Río Macho-Cachí-Angostura-Izarco).

f/ Operadas en cascada hidráulica (Garita-Purrires-Turrubares).

g/ Planta existente.

h/ Operadas en cascada hidráulica (Arenal-Corobicí).

i/ Operadas en cascada hidráulica (Río Macho-Cachí).

Cuadro 12:

PANAMA: RESULTADOS DE LA OPERACION SIMULADA
DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Capacidad (MW)	Generación (GWh)		
		Año		
		Seco	Medio	Húmedo
Teribe B2-2	219 <u>a/</u>	1 242	1 454	1 614
	292	1 224	1 571	1 766
Teribe C2-2	126 <u>a/</u>	801	888	992
	160	842	1 002	1 146
Teribe C7-2	79 <u>a/</u>	395	473	531
	90	397	490	539
Teribe C3-2	78 <u>a/</u>	425	502	577
	100	425	534	593
Changuinola D2-2	200	1 386	1 586	1 671
	270 <u>a/</u>	1 386	1 758	2 017
	332	1 386	1 873	2 085
Changuinola H1-1	270 <u>a/</u>	1 504	1 751	1 938
	540	1 504	1 805	1 980
Culubre F1-2	128 <u>a/</u>	698	812	897
	160	702	836	913
Changuinola G3-2	146 <u>a/</u>	822	945	1 059
	195	831	991	1 081
Changuinola G6-2	102 <u>a/</u>	582	663	748
	132	586	700	762
Rayano <u>b/</u>	150	603	705	878
Fortuna <u>b/</u>	255	1 266	1 455	1 624
Estrella <u>b/</u>	38	172	216	252
Los Valles <u>b/</u>	42	207	251	284

a/ Capacidad básica.

b/ Existente.

Costos

1. Estimación de costos de inversión y operación

La estimación de los costos de las alternativas hidroeléctricas que se consideraron en los estudios de desarrollo a largo plazo tuvo como objetivo obtener el costo de los proyectos sobre bases uniformes, de forma que su selección en los programas de desarrollo pueda hacerse mediante comparación económica. Dado que la metodología (modelo MGI) permite determinar la potencia por instalarse en cada proyecto, se hicieron estimaciones de costo para distintas alternativas de potencia instalada, manteniendo las características básicas de la obra.

Las capacidades alternativas se seleccionaron teniendo en cuenta la capacidad instalada original (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 fundamentales: costos directos, gastos generales y gastos imprevistos, a los cuales se agregan los intereses durante la construcción.

Los costos directos incluyen el acceso, los terrenos, la construcción civil y los equipos mecánicos y eléctricos. Los costos 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 costos imprevistos están concebidos para cubrir las partidas que no se incluyen por falta de información completa.

Las estimaciones de los costos de inversión se basan en los siguientes criterios:

1. Los niveles de precios corresponden al mes de diciembre de 1977.
2. Se incluyen todos los costos de inversión del proyecto, incluyendo la subestación transformadora y de la línea de transmisión hasta el centro de consumo más próximo o producción importante, excluyendo los gastos ya realizados en estudios.
3. Se supone que los proyectos serán construidos por medio de contratistas extranjeros a través de llamados a licitación, y que los

/equipos

equipos principales se obtendrían en el mercado mundial a través de ofertas competitivas.

4. Se excluyen los gastos ya realizados en estudios y los derechos de aduana e impuestos.

Los costos que dependen del suministro de la mano de obra extranjera difieren 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.

Se adoptó un procedimiento de estimación diferente para cada nivel de información disponible (factibilidad, prefactibilidad y evaluación). No obstante, se estimaron los tres niveles, dentro de lo posible, sobre una base de costos congruentes utilizando los datos de costos de los proyectos de factibilidad en los proyectos de prefactibilidad, y estos últimos a su vez en los proyectos en etapa de evaluación.

i) Costos directos. En el caso de proyectos a nivel de factibilidad se dispuso de estimaciones detalladas de cantidades de obra y de costos unitarios. En general se aceptaron las cantidades en los informes de base, y los precios unitarios fueron uniformados al nivel de fines de 1977.

Para los proyectos en etapa de prefactibilidad, además de reexaminar cada proyecto para verificar sus características principales de ingeniería y sus ubicaciones, se calcularon los costos utilizando cantidades y precios unitarios para las partidas principales.

Las estimaciones de costos para los proyectos en etapa de evaluación fueron obtenidos en general de fórmulas y curvas empíricas, basadas en las informaciones de los proyectos de prefactibilidad.

ii) Gastos generales. En los proyectos a nivel de factibilidad se adoptaron las cifras de los informes de base. Para el resto de los proyectos, los gastos generales se calcularon como porcentajes de los costos directos considerando las siguientes partidas: campamento, estudios de factibilidad, ingeniería, dirección del proyecto y administración a cargo de los propietarios.

/iii) Gastos

iii) Gastos imprevistos. Para los proyectos a nivel de factibilidad se aceptaron los gastos imprevistos proporcionados en las estimaciones originales.

Para los proyectos a nivel de prefactibilidad, los gastos imprevistos relacionados con las incertidumbres inherentes a los diversos aspectos de los proyectos se estimaron con base en porcentajes diferentes según la complejidad del elemento de obra correspondiente (trabajos subterráneos, trabajos sobre la superficie, equipos mecánicos y eléctricos).

Para las estimaciones a nivel de evaluación se utilizaron gastos imprevistos globales.

iv) Costos de las variantes de capacidad instalada. En 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 alternativas para los proyectos de evaluación se estimó suponiendo que el costo de las instalaciones relacionadas con la potencia son proporcionales a la potencia.

v) Período de desarrollo de los proyectos. Se estimó el período de maduración y construcción de los proyectos a fin de definir la fecha más próxima en que pueden ser considerados en los planes de desarrollo. En los casos en que estos datos no se especificaban en los informes originales se adoptaron pautas típicas para los estudios, proyectos y construcción.

vi) Programas de desembolsos. Las inversiones en proyectos fueron distribuidas a través del período de construcción desde el comienzo de la preparación de los documentos de licitación hasta el término de la obra. La fecha cero en el programa de desembolso corresponde al año de la entrada en operación de la primera unidad.

/vii) Intereses

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

viii) Costos de operación y mantenimiento. Se estimaron los costos de operación y mantenimiento aplicando porcentajes típicos a los costos de inversión.

ix) Costos de las líneas de transmisión. Al costo de las plantas hidroeléctricas se le agregó una estimación preliminar del costo total de las líneas de transmisión necesarias para transportar la energía hasta el centro de consumo o de generación más cercano. El detalle de los cálculos correspondientes se entrega más adelante.

x) Costos totales de inversión. Los costos resultantes se incluyen por comodidad en cuadros que siguen más adelante.

2. Costo de transmisión asociada

Al costo de las plantas hidroeléctricas se le agregó el costo de las líneas de transmisión necesarias para transportar la energía hasta el centro de consumo más cercano. En esta etapa la estimación fue aproximada debido a que, en general, no se consideraron esquemas en los cuales una misma línea se aprovecha para transmitir la energía de dos o más centrales^{1/} u otros casos en que la inclusión de la energía de un proyecto obliga a efectuar refuerzos en la línea troncal.

Los nodos a los cuales aportarían los proyectos y la longitud de la línea, así como las tensiones de transmisión y el número de circuitos fueron recomendados por MONENCO,^{2/} empresa que estimó también los elementos de líneas y subestaciones típicas.

1/ Con excepción del grupo de proyectos de los ríos Teribe y Changuinola, en Panamá, para los cuales se supuso un sistema troncal común y una línea particular para cada proyecto.

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

En los cuadros 13 a 18 se incluyen los cálculos de los costos de transmisión para los proyectos hidroeléctricos considerados en el estudio, los que se calcularon suponiendo que el período de amortización de la línea es igual al de la central (50 años) y que los gastos de operación y mantenimiento alcanzan al 0.75% del costo de la línea más 1.5% del costo de las subestaciones.

Cuadro 13

GUATEMALA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kV)	Millones de pesos CA	
							Costo directo y subestación de la línea	Costo anual de operación y mantenimiento
Xalalá	Guatemala	150	280	4	2	230	19.77	0.22
			350	4	2	230	20.09	0.23
			500	6	2	230	21.40	0.25
El Carmen	Escuintla	65	80	2	1	138	3.60	0.04
			110	2	1	138	3.70	0.05
			80	2	1	138	3.19	0.04
Serchil	Quezaltenango	55	110	3	1	138	3.50	0.05
			80	2	1	138	3.19	0.04
Chulac	Guatemala	140	300	6	2	230	19.38	0.23
			440	6	2	230	20.02	0.24
Chicoc	Guatemala	150	206	2	1	230	11.59	0.13
			300	4	2	230	19.87	0.22
Sauce	El Estor	10	60	2	1	138	1.27	0.02
			90	3	1	138	1.58	0.03
			121	3	1	138	1.68	0.03
Semuc	Sistema 230 kV	20	112	4	1	230	3.40	0.05
			160	3	1	230	3.30	0.05
			200	4	1	230	3.80	0.06
San Juan	San Cristóbal	80	67	2	1	138	4.17	0.05
			100	3	1	138	4.50	0.06
			167	4	1	138	4.93	0.06
El Arco	San Cristóbal	100	91	2	1	138	5.08	0.06
			136	3	2	138	8.62	0.10
			182	4	2	138	8.99	0.11
Tzucanca	San Cristóbal	100	60	2	1	138	4.98	0.06
			90	2	1	138	5.07	0.06
			120	2	1	138	5.17	0.06
Estrella Polar	San Cristóbal	60	116	3	1	138	3.73	0.05
			156	3	2	138	5.86	0.07
			232	4	2	138	6.32	0.08
Sumalito	San Cristóbal	70	36	2	1	138	3.66	0.04
			44	2	1	138	3.69	0.04
			72	3	1	138	3.99	0.05
El Copón	San Cristóbal	40	61	1	1	138	2.79	0.03
			92	2	1	138	2.61	0.03
			123	2	1	138	2.71	0.04
Alta Vista	San Cristóbal	60	55	2	1	138	3.31	0.04
			75	2	1	138	3.38	0.04
			110	2	1	138	3.49	0.04
Montecristo	San Cristóbal	90	43	2	1	138	4.51	0.05
			64	2	1	138	4.58	0.05
Jocotales	San Cristóbal	50	50	2	1	138	2.88	0.04
			85	2	1	138	3.00	0.04
San Ramón	San Cristóbal	100	40	2	1	138	4.91	0.06
			60	3	1	138	5.19	0.06
Camotán	Guatemala	170	100	2	2	138	13.39	0.14
			145	2	2	138	13.24	0.14
Sisimite	Guatemala	35	72	2	1	138	2.34	0.03
			100	2	1	138	2.43	0.03
Atitlán 2	Guatemala	42	36	3	1	138	2.72	0.04
			48	4	1	138	2.97	0.04
			72	6	1	138	3.48	0.05
Polochic	Sistema 230 kV	29	120	3	1	230	3.12	0.05
			171	3	1	230	3.35	0.05
			220	4	1	230	3.89	0.06
Matanzas	Sistema 230 kV	-	12	2	0 a/	230	1.03	0.02

a/ Incluida en Polochic.

Cuadro 14

EL SALVADOR: COSTOS DE TRANSMISIÓN DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kv)	Millones de pesos CA	
							Costo directo y subestación de la línea	Costo anual de operación y mantenimiento
Zapotillo	Santa Ana	30	90	2	1	138	2.19	0.03
			120	2	1	138	2.29	0.03
			150	2	1	138	2.39	0.03
Paso del Oso	Santa Ana	30	40	2	1	138	2.03	0.03
			60	2	1	138	2.09	0.03
			405	3	2	230	11.76	0.15
El Tigre	San Salvador	75	540	4	2	230	12.69	0.17
			675	5	2	230	13.62	0.18
Ampliación 5 Noviembre	5 Noviembre	-	62	1	- a/	138	0.65	0.01
			124	2	- a/	138	1.07	0.02
Ampliación Cerrón Grande	Cerrón Grande	-	67.5	1	- a/	138	0.67	0.01
			135	2	- a/	138	1.10	0.02

a/ Línea existente.

Cuadro 15

HONDURAS: COSTOS DE TRANSMISIÓN DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Central de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kV)	Millones de pesos CA	
							Costo directo de la línea y subestación	Costo anual de operación y mantenimiento
Naranjito	Tegucigalpa	210	84	2	1	138	9.58	0.10
			126	3	2	138	16.37	0.17
			168	4	2	138	16.72	0.18
Wampú	Tegucigalpa	360	200	3	2	230	42.90	0.43
			270	4	2	230	42.27	0.44
			340	5	2	230	43.53	0.46
Cuyamel	Tegucigalpa	310	525	3	2	345	64.86	0.67
			700	4	2	345	63.33	0.70
			875	5	3	345	100.70	1.06
			1 050	6	3	345	102.23	1.09
Piedras Amarillas	Tegucigalpa	280	140	2	1	230	20.61	0.21
			210	4	1	230	19.67	0.22
			315	6	2	230	34.90	0.38
Wampú I	Tegucigalpa	330	50	2	1	138	14.41	0.15
			100	4	2	138	24.98	0.26
Río Frío	Tegucigalpa	310	40	2	1	138	13.56	0.14
			80	2	2	138	23.08	0.23
Culuco	Tegucigalpa	360	50	2	1	138	15.65	0.16
			75	2	2	138	26.59	0.27
Los Cheros	Tegucigalpa	340	95	2	1	230	23.33	0.24
			140	3	1	230	23.85	0.25

Cuadro 16

NICARAGUA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central		Número de líneas de transmisión	Voltaje (kV)	Millones de pesos CA	
			MW	Turbinas			Costo directo de la línea y subestación	Costo anual de operación y mantenimiento
Brito	Los Brasiles	170	188	2	2	230	26.94	0.22
			250	3	2	230	27.71	0.23
			313	4	2	230	28.48	0.25
Copalar 1	Managua	190	276	3	2	230	30.71	0.26
			414	4	2	230	31.92	0.28
			598	5	3	230	49.62	0.42
Copalar 1 Mod	Managua	190	300	3	2	230	30.85	0.26
			428	4	1	230	32.00	0.28
			600	5	3	230	49.63	0.42
Tumarín 4	Managua	270	294	3	2	230	30.81	0.26
			440	4	3	230	48.29	0.40
			636	5	4	230	61.51	0.52
Tumarín 6	Managua	270	206	3	2	230	41.65	0.34
			330	4	2	230	42.78	0.35
			495	5	3	230	67.01	0.55
Paiwas	Managua	190	180	2	2	230	29.74	0.24
			257	3	2	230	30.59	0.26
			334	4	2	230	31.45	0.27
Piñuelas	Managua	270	375	4	2	230	43.05	0.36
			625	5	3	230	67.78	0.56
			812	6	4	230	85.66	0.71
Mojolka	Sébaco	160	89	2	1	230	15.05	0.13
			118	2	1	230	15.22	0.13
			178	3	2	230	25.87	0.22
Valentín	Acoyapa	90	54	2	1	138	5.05	0.05
			77	2	2	138	9.67	0.08
			100	2	2	138	9.76	0.09

Cuadro 17

COSTA RICA: COSTOS DE TRANSMISION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (kv)	Millones de pesos C.	
							Costo directo de la línea y subestación	Costo anual de operación y mantenimiento
Ventanas-Garita	Garita	5	80	2	1	138	1.13	0.02
			150	2	1	138	1.36	0.02
Palomo	Este	15	40	2	1	138	1.41	0.02
Guayabo	Cachí	20	180	3	2	138	3.11	0.05
			240	4	3	138	4.58	0.07
Siquirres	San Juan	70	310	4	1	230	7.53	0.10
			450	6	2	230	12.35	0.16
			620	8	2	230	17.75	0.19
Boruca	San José	150	600	3	1	345	21.94	0.27
			810	4	2	345	35.80	0.42
			1 000	5	2	345	37.42	0.45
			1 200	6	2	345	39.10	0.49
Pirris	San José	40	130	2	1	138	2.73	0.04
El Brujo	San José	70	195	3	2	138	4.58	0.06
			200	2	1	230	6.40	0.08
Angostura-Izarco	San José	70	300	2	1	138	4.53	0.06
			400	4	1	230	7.94	0.11
			146	4	2	138	6.75	0.08
			174	3	1	138	4.33	0.06
San Fernando	San José	80	232	4	2	138	7.03	0.09
			90	2	1	138	4.25	0.05
			130	2	1	138	4.38	0.05
Palmar	San José	150	195	3	2	138	7.40	0.09
			120	2	2	138	11.89	0.13
			180	3	2	138	12.30	0.14
Cedral	San José	130	150	3	1	230	10.35	0.12
			220	2	2	138	10.81	0.12
			300	4	1	230	11.35	0.14
Saré	San José	180	120	2	2	138	14.01	0.15
			180	2	2	138	14.21	0.15
Tayutic-Pacuaré	Cachí	25	164	2	2	138	3.20	0.04
Purris-Turrubarés	San José	40	246	3	3	138	4.94	0.07
			120	2	1	138	2.70	0.04
			160	2	1	138	2.83	0.04
Turrubarés	San José	50	240	3	2	138	4.72	0.06
			120	2	1	138	3.11	0.04
			240	4	2	138	5.64	0.07

PIANAMA: COSTOS DE EJECUCION DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Central	Centro de carga	Distancia (km)	Capacidad de la central (MW)	Turbinas (número)	Líneas de transmisión (número)	Voltaje (KV)	Millones de pesos CA	
							Costo directo y subestación de la línea (0.75%)	Costo anual de operación y mantenimiento
Teribe B2-2	David	125	219	3	2	138	26.85	0.28
			292	4	2	138	32.69	0.34
Teribe C2-2	David	100	126	2	1	138	14.50	0.15
			160	2	1	138	17.13	0.18
Teribe C7-2	David	100	79	2	1	138	10.88	0.11
			90	2	1	138	11.72	0.12
Teribe C3-2	David	100	78	2	1	138	10.80	0.11
			100	2	1	138	12.50	0.13
Changuinola D2-2	David	100	200	3	2	138	23.61	0.24
			270	3	2	138	29.01	0.30
			332	4	2	138	34.01	0.35
Changuinola H1-1	David	80	270	3	2	138	27.60	0.29
			540	6	2	138	49.08	0.51
Culubres F1-2	David	80	128	2	1	138	13.83	0.14
			160	2	1	138	16.30	0.17
Culubres G3-2	David	80	146	3	1	138	15.44	0.16
			195	4	1	138	19.43	0.20
Changuinola G6-2	David	80	102	2	1	138	11.83	0.12
			132	2	1	138	14.14	0.15

3. Costos de potencia instalada y de generación

Con base en las estimaciones de costos de generación y transmisión asociada explicados en los acápites anteriores y en los resultados de los estudios de operación simulada realizados para las diferentes alternativas de capacidad instalada, se calcularon los costos unitarios de la potencia instalada y los costos de generación para las distintas alternativas de cada proyecto. El cálculo se realizó con los siguientes criterios económicos:

i) El costo total comprende el costo directo más los gastos de ingeniería, administración, imprevistos e intereses durante la construcción actualizándose los desembolsos durante la construcción a la tasa de 12% anual; se utilizaron los plazos de construcción de la central y los de la transmisión son los sugeridos por los consultores;

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

iii) El costo total anual de generación se calculó sumando 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 utilizando como promedio unos 30 años.

Los resultados de los cálculos para los seis países del Istmo se presentan en los cuadros 19 a 24.

En el cuadro 25 se incluyen las estimaciones de los costos unitarios de la potencia instalada correspondientes a cuatro proyectos de capacidad elevada que fue necesario dividir en subproyectos virtuales a fin de utilizarlos en la operación del modelo WASP.

Cuadro 19

GUATEMALA: COSTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Millones de pesos CA								Generación anual neta (GWh) d/	Costo uni- tario (dólares/kWh)	Costo de genera- ción (mills/kWh)	Factor de planta
		Costo ^{a/}		Intereses ^{b/}		Costo total	Costo anual		Capital ^{c/}				
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Operación y mantenimiento	Planta Líneas					
Xalalá	280	182.40	25.86	58.37	2.29	268.51	32.33	0.96	0.22	1 505	959	22	0.61
	350e/	201.21	25.45	65.59	2.33	294.99	35.52	1.14	0.23	1 587	843	23	0.52
	500	250.77	27.54	111.34	2.48	392.14	47.21	1.62	0.25	1 626	784	30	0.37
El Carmen	80	117.54	4.63	33.62	0.42	156.21	18.81	0.45	0.04	292	1 953	68	0.42
	110e/	126.86	4.76	36.16	0.43	168.20	20.25	0.54	0.05	318	1 529	65	0.33
Serchil	80	132.88	4.11	21.39	0.37	158.75	19.11	0.48	0.04	318	1 984	62	0.45
	110e/	146.28	4.51	34.81	0.41	186.00	22.39	0.54	0.05	328	1 691	70	0.34
Chulac	300	412.61	24.95	177.83	2.25	617.64	74.36	1.43	0.23	1 623	2 059	47	0.63
	440e/	454.68	25.77	195.97	2.32	678.74	81.72	1.81	0.24	1 697	1 523	49	0.44
Chicoc	200c/	121.16	14.91	18.17	1.34	155.59	18.73	1.09	0.13	1 352	755	15	0.75
	300	170.25	25.57	25.54	2.30	223.66	26.93	1.58	0.22	1 633	746	18	0.62
Sauce	60	113.66	1.63	18.98	0.15	134.42	16.18	0.35	0.02	256	2 240	65	0.49
	90	127.94	2.04	19.19	0.18	149.35	18.05	0.49	0.03	257	1 659	72	0.33
	121e/	142.72	2.17	21.55	0.19	166.63	20.06	0.64	0.03	257	1 377	81	0.24
Pólochic	120	135.92	4.02	20.99	0.36	160.69	19.35	0.73	0.05	554	1 339	36	0.53
	171e/	165.00	4.32	24.75	0.39	194.46	23.41	1.02	0.05	592	1 137	41	0.40
	220	192.44	5.01	25.66	0.45	224.06	26.98	1.30	0.06	627	1 018	45	0.33
Matanzas	12	46.33	1.32	5.37	0.12	53.14	6.48	0.32	0.02	65	4 428	104	0.62
	112e/	63.01	4.37	9.45	0.39	77.22	9.30	0.58	0.05	673	689	15	0.69
Semuc	150	87.54	4.25	13.13	0.38	105.31	12.68	0.82	0.05	759	658	18	0.54
	200	107.99	4.89	16.20	0.44	129.52	15.59	1.03	0.06	776	648	21	0.44
El Arco	91e/	62.57	6.53	7.26	0.59	76.95	9.26	0.52	0.06	568	846	17	0.71
	136	87.97	11.57	10.20	1.00	110.27	13.28	0.78	0.10	695	801	20	0.58
Tzucanca	102	113.91	11.47	20.96	1.04	147.48	17.76	1.04	0.11	764	810	25	0.48
	60e/	37.29	6.40	4.33	0.58	48.60	5.85	0.31	0.06	374	810	17	0.71
	90	52.42	6.53	6.08	0.59	65.62	7.90	0.46	0.06	457	729	16	0.58
San Juan	120	67.55	6.66	7.84	0.60	82.64	9.95	0.61	0.06	501	689	21	0.47
	67	90.21	5.37	12.00	0.48	108.06	13.01	0.36	0.05	422	1 613	32	0.71
	100	105.74	5.79	11.53	0.52	123.57	14.88	0.51	0.06	511	1 236	30	0.58
Estrella Polar	167	137.28	6.35	13.73	0.57	157.92	19.01	0.83	0.06	572	946	35	0.39
	116	84.21	4.79	12.63	0.43	102.07	12.29	0.80	0.05	721	880	18	0.71
	156	111.58	7.54	16.74	0.68	136.54	16.49	1.07	0.07	862	875	20	0.63
	232	163.59	8.14	21.76	0.73	194.22	23.30	1.59	0.08	1 008	837	25	0.50

(continúa)

Cuadro 19 (conclusión)

Proyecto	Capacidad (MW)	Millones de pesos CA								Generación anual neta (GWh) d/	Costo uni- tario (dólares/kWh)	Costo de genera- ción (mills/kWh)	Factor de planta
		Costo ^{a/}		Intereses ^{b/}		Costo total	Costo anual						
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital ^{c/}	Operación y mantenimiento Planta	Líneas				
Sumalito	36 ^{e/}	25.59	4.71	2.97	0.42	33.69	4.06	0.22	0.04	215	936	20	0.68
	44	30.30	4.75	3.51	0.43	38.99	4.69	0.26	0.04	241	886	21	0.62
	72	46.71	5.14	5.42	0.46	57.63	6.94	0.43	0.05	285	880	26	0.45
El Copón	51	114.96	2.95	19.31	0.27	137.49	16.55	0.61	0.03	317	2 254	54	0.59
	92	143.68	3.36	21.55	0.30	168.89	20.33	0.89	0.03	359	1 836	59	0.45
	123	172.45	3.49	25.87	0.31	202.12	24.33	1.18	0.04	367	1 643	70	0.34
Altavista	55 ^{e/}	46.22	4.26	5.36	0.38	56.23	6.77	0.42	0.04	320	1 022	23	0.66
	75	61.44	4.35	7.13	0.39	73.30	8.82	0.57	0.04	365	977	24	0.58
	110	88.07	4.49	10.22	0.40	103.19	12.42	0.64	0.04	443	938	30	0.46
Montecristo	43 ^{e/}	70.82	5.80	8.22	0.52	85.36	10.28	0.25	0.05	266	1 985	47	0.60
	64	81.30	5.89	9.43	0.53	97.15	11.78	0.35	0.05	250	1 518	44	0.45
Jocotales	50	83.37	3.71	9.67	0.33	97.09	11.69	0.27	0.04	211	1 942	57	0.48
	85 ^{e/}	98.95	3.86	11.48	0.35	114.63	13.80	0.42	0.04	244	1 349	58	0.33
San Ramón	40 ^{e/}	63.38	6.32	7.35	0.57	77.62	9.34	0.29	0.06	231	1 941	42	0.65
	60	76.62	6.68	8.89	0.60	92.79	11.17	0.42	0.06	274	1 547	43	0.52
Camotán	100	203.58	17.04	30.54	1.53	252.09	30.42	1.21	0.14	435	2 527	73	0.50
	145 ^{e/}	255.25	17.23	38.29	1.55	312.32	37.60	1.73	0.14	472	2 154	84	0.37
Sisimite	72 ^{e/}	148.52	3.01	17.23	0.27	169.03	20.35	0.44	0.03	307	2 348	68	0.49
	100	162.33	3.13	18.83	0.28	184.57	22.22	0.57	0.03	349	1 846	65	0.40
Atitlán	42	52.37	3.53	6.07	0.32	62.29	7.50	0.29	0.04	344	1 483	23	0.93
	63	65.67	3.89	7.62	0.35	73.29	8.82	0.42	0.04	350	1 163	27	0.63

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.

b/ Calculados con tasa de 12% anual.

c/ Calculados con tasa de interés de 12.04 anual y 50 años de vida útil.

d/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.

e/ Capacidad básica.

Cuadro 20

EL SALVADOR: COSTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Millones de pesos CA								Generación anual neta (GWh) d/	Costo uni- tario (dólares/kW)	Costo de genera- ción (mills/kWh)	Factor de planta
		Costo ^{a/}		Intereses ^{b/}		Costo total	Costo anual						
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital	c/ Operación y mantenimiento	Planta				
Zapotillo	90	189.54	2.82	28.24	0.25	217.78	26.22	0.46	0.03	354	2 420	75	0.45
	120 ^{e/}	196.72	2.95	30.29	0.27	230.23	27.72	0.53	0.03	372	1 919	76	0.35
	150	203.79	3.07	31.38	0.28	238.52	28.72	0.60	0.03	377	1 590	78	0.29
Paso del Oso	40 ^{e/}	71.05	2.61	8.10	0.23	81.99	9.87	0.28	0.03	163	2 050	62	0.47
	60	80.27	2.69	9.31	0.24	92.52	11.14	0.37	0.03	174	1 542	66	0.33
El Tigre	405	239.79	15.14	76.01	1.36	332.82	40.07	0.89	0.15	1 683	822	24	0.47
	540 ^{e/}	261.77	16.33	79.05	1.47	358.62	43.18	1.13	0.17	1 771	664	25	0.37
	675	283.97	17.53	79.80	1.58	382.87	46.10	1.36	0.18	1 802	567	26	0.30
Ampliación 5 de Noviembre	62	38.81	0.84	4.27	0.08	43.99	5.30	0.39	0.01	183	710		
	124 ^{e/}	77.75	1.37	8.55	0.12	87.80	10.57	0.88	0.02	227	708		
Ampliación Cerrón Grande	68	18.33	0.86	12.83	0.08	32.10	3.86	0.18	0.01	15	476		
	135 ^{a/}	37.60	1.42	26.32	0.13	65.47	7.88	0.19	0.02	15	485		

- 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 21

HONDURAS: COSTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Millones de pesos CA										Factor de planta	
		Costo ^{a/}		Intereses ^{b/}		Costo total	Costo anual			Generación anual neta (GWh) ^{d/}	Costo uni- tario (dólares/kWh)		Costo de genera- ción (mills/kWh)
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital ^{c/}	Operación y mantenimiento Planta	Líneas				
Naranjito	84 ^{d/} 126 168	85.63 95.91 107.93	12.33 21.07 21.52	22.01 22.63 23.64	1.11 1.90 1.94	121.08 141.51 155.02	14.58 17.04 18.66	0.28 0.38 0.49	0.10 0.17 0.18	351 389 417	1 441 1 123 923	43 45 46	0.47 0.35 0.28
Vampó (PI)	200 270 ^{d/} 340	193.85 214.76 235.24	54.40 55.21 56.02	32.37 31.57 29.64	4.90 4.97 5.04	285.52 306.51 325.94	34.38 36.90 39.24	0.77 0.99 1.21	0.43 0.44 0.46	949 1 056 1 107	1 428 1 135 959	37 36 37	0.54 0.45 0.37
Cuyamel	525 700 875 1 050	368.21 399.54 431.30 464.64	81.51 83.48 129.60 131.57	66.65 62.73 62.11 56.22	7.34 7.51 11.66 11.84	523.70 553.26 634.67 664.28	63.05 66.61 76.41 79.98	1.20 1.51 1.83 2.16	0.67 0.70 1.06 1.09	2 997 3 404 3 589 3 769	998 790 725 633	22 20 22 22	0.65 0.56 0.47 0.41
Piedras Amarillas	140 210 ^{d/} 315	194.84 217.16 249.59	25.31 26.53 44.92	37.02 41.26 47.42	2.28 2.39 4.04	259.45 287.33 345.97	31.24 34.59 41.65	0.60 0.82 1.14	0.21 0.22 0.38	807 878 940	1 853 1 368 1 098	40 41 46	0.66 0.48 0.34
Vampó I (VI)	50 ^{d/} 100	83.53 98.94	18.55 32.15	9.52 8.01	1.67 2.89	113.27 142.00	13.64 17.10	0.21 0.24	0.15 0.26	201 223	2 265 1 420	70 79	0.46 0.25
Rfo Frfo	40 ^{d/} 80	58.34 74.68	17.45 29.70	3.68 4.56	1.57 2.67	81.03 111.61	9.76 13.44	0.26 0.44	0.14 0.23	151 169	2 026 1 395	67 83	0.43 0.24
Culuco	50 75 ^{d/} 95 ^{d/}	73.85 85.06 171.94	20.14 34.23 30.03	4.50 5.02 19.95	1.81 3.08 2.70	100.31 127.39 224.62	12.08 15.34 27.04	0.33 0.44 0.38	0.16 0.27 0.24	249 283 413	2 006 1 699 2 364	50 57 67	0.57 0.43 0.50
Los Chorros	140	185.22	30.69	18.15	2.76	236.83	28.51	0.51	0.25	438	1 692	67	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 22

NICARAGUA: COSTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Millones de pesos CA								Generación anual neta (GWh) c/	Costo uni- tario (dólares/kWh)	Costo de genera- ción (mills/kWh)	Factor de planta
		Costo ^{a/}		Intereses ^{b/}		Costo total	Costo anual						
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital	Operación y mantenimiento					
							Planta	Líneas					
Brito	187	265.31	26.94	42.98	2.42	337.66	40.65	1.33	0.22	1 100	1 806	38	0.67
	250	307.07	27.71	49.75	2.49	387.02	46.60	1.75	0.23	1 100	1 548	44	0.50
	312	341.11	28.48	55.26	2.56	427.41	51.46	2.09	0.25	1 100	1 370	49	0.40
Copalar	276	308.38	30.71	58.52	2.76	391.36	48.16	1.84	-0.26	1 650	1 449	30	0.68
	414	340.06	31.92	64.60	2.87	432.34	52.91	2.76	-0.28	1 650	1 061	34	0.45
	598	382.29	49.62	72.58	4.47	503.67	61.25	4.00	0.42	1 681	851	39	0.32
Copalar Mod.	300	291.00	30.85	55.29	2.78	378.91	45.74	2.00	0.26	1 502	1 266	32	0.57
	428	323.23	32.00	61.37	2.88	419.75	50.48	2.86	0.28	1 532	980	35	0.41
	600	366.55	49.63	68.64	4.47	489.64	58.96	4.06	-0.42	1 555	816	41	0.30
Tumarín 4	294	269.58	30.81	51.30	2.77	354.39	42.73	1.96	0.26	1 466	1 207	31	0.57
	440	330.00	48.29	62.70	4.35	415.10	153.62	2.93	0.40	1 696	1 012	34	0.44
	636	411.13	61.51	78.09	5.54	556.23	66.46	4.24	0.52	1 821	874	39	0.33
Tumarín 6	206	203.64	41.65	38.68	3.75	282.69	34.64	1.38	0.34	1 097	1 397	33	0.61
	330	251.69	42.78	47.87	3.85	346.16	41.68	2.20	0.35	1 288	1 049	34	0.45
	495	315.63	67.01	58.96	6.03	448.61	54.02	3.31	0.55	1 452	906	40	0.33
Palmas 6	180	245.18	29.74	34.36	2.68	311.72	37.53	1.20	0.24	773	1 732	58	0.49
	257	267.43	30.59	37.38	2.75	337.73	40.67	1.72	0.26	817	1 314	52	0.36
	334	289.66	31.45	40.60	2.83	364.35	43.93	2.23	0.27	855	1 092	54	0.29
Piñuelas	375	370.00	43.09	70.30	3.87	487.22	58.66	2.50	0.36	2 302	1 299	27	0.70
	625	456.90	67.78	86.63	6.10	617.71	74.38	4.17	0.56	2 384	988	33	0.44
	812	521.90	85.66	99.18	7.71	714.52	86.04	5.42	0.71	2 436	880	38	0.34

(continúa)

- II-260 -

Cuadro 22 (Conclusión)

Proyecto	Capacidad (MW)	Millones de pesos CA								Generación anual neta (GWh) c/	Costo uni- tario (dólares/kWh)	Costo de genera- ción (mills/kWh)	Factor de planta
		Costo ^{a/}		Intereses ^{b/}		Costo total	Costo anual						
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital	Operación y mantenimiento					
						Planta	Líneas						
Valentín	54	94.07 ^{d/}	5.85	11.88	0.53	111.65	13.44	0.36	0.05	264	2 068	52	0.56
	77	102.50 ^{d/}	9.67	12.36	0.87	125.59	15.16	0.51	0.08	277	1 635	57	0.41
	100	113.79 ^{d/}	9.76	13.56	0.88	132.20	16.52	0.67	0.09	285	1 372	61	0.33
Mojolka	89	144.61 ^{d/}	15.05	20.24	1.35	181.25	21.82	0.59	0.13	426	2 037	53	0.55
	118	154.61 ^{d/}	15.22	21.64	1.37	192.64	23.22	0.79	0.13	445	1 634	54	0.43
	178	174.28 ^{d/}	25.87	24.40	2.33	226.90	27.32	1.19	0.22	530	1 275	54	0.34

a/ Costo directo, imprevistos, gastos de ingeniería y administración.

b/ Calculados con tasa de 12% anual.

c/ Salvo otra indicación, valor medio del estudio de operación simulada.

d/ Estimación preliminar con base en una comparación de costos de Copalar según L.1 y HOMENCO, cifras definitivas en proceso.

Cuadro 23

COSTA RICA: COSTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

Millones de pesos CA

Proyecto	Capacidad (MW)	Costo ^{a/}		Intereses ^{b/}		Costo total	Costo anual		Generación anual neta (GWh) ^{d/}	Costo unitario (dólares/kWh)	Costo de operación (mills/kWh)	Factor de planta	
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital ^{c/}	Operación y mantenimiento Planta Líneas					
Ventanas-Garita	80e/	63.83	1.45	7.40	0.13	72.82	8.77	0.58	0.02	509	910	19	0.72
	150	99.98	1.75	11.60	0.16	113.48	13.66	0.94	0.02	609	757	24	0.46
Palomo	40e/	28.96	1.81	3.36	0.16	34.30	4.13	0.29	0.02	181	858	25	0.51
Guayabo	180e/	209.18	4.01	49.58	0.36	263.12	31.68	1.51	0.05	1 280	1 462	26	0.81
	240	252.94	5.89	51.60	0.53	310.96	37.44	2.00	0.07	1 439	1 296	27	0.68
Liquirres	310	557.27	9.69	110.34	0.87	678.17	81.65	1.06	0.10	764f/	2 188	108	0.28
	450	589.91	15.89	97.34	1.43	704.57	84.83	1.39	0.16	764f/	1 566	113	0.19
Boruco	620	629.56	17.69	82.47	1.59	731.32	88.05	1.78	0.19	764f/	1 180	118	0.14
	600	560.31	28.23	244.86	2.54	835.94	100.65	1.11	0.27	4 997	1 393	20	0.95
	810e/	583.23	46.07	243.21	4.15	876.65	105.55	1.34	0.42	5 237	1 082	20	0.74
	1 000	613.18	48.16	244.00	4.33	909.56	109.51	1.58	0.45	5 324	910	21	0.61
Pirris	1 200	643.47	50.32	245.81	4.53	944.12	113.67	1.82	0.49	5 385	787	22	0.51
	130e/	55.12	3.52	9.92	0.32	68.88	8.29	0.40	0.04	691	530	13	0.61
El Brujo	195	74.72	5.89	11.06	0.53	92.20	11.10	0.60	0.06	806	472	15	0.47
	200	84.86	8.24	30.63	0.74	124.47	14.99	0.62	0.08	1 002	622	16	0.57
	300	115.03	5.83	39.34	0.52	160.72	19.35	0.92	0.06	1 071	536	19	0.41
	400	145.24	10.22	47.06	0.92	203.43	24.49	1.22	0.11	1 080	509	24	0.31
Angostura-Izarco	146	139.97	8.69	21.00	0.78	170.43	20.52	1.22	0.08	1 022	1 167	21	0.80
	174e/	163.15	5.57	24.47	0.50	193.69	23.32	1.45	0.06	1 103	1 113	23	0.72
San Fernando	232	211.17	9.05	28.09	0.81	249.12	29.99	1.93	0.09	1 151	1 074	28	0.57
	90	57.23	5.47	8.58	0.49	71.78	8.64	0.44	0.05	543	798	17	0.69
	130e/	76.43	5.64	11.46	0.51	94.04	11.32	0.63	0.05	601	723	20	0.53
	195	107.65	9.53	14.32	0.86	132.35	15.93	0.93	0.09	617	679	27	0.36
Palmar	120e/	79.93	15.31	12.23	1.38	108.84	13.10	0.70	0.13	552	907	25	0.53
	180	114.45	15.84	15.11	1.43	146.82	17.68	1.04	0.14	595	816	32	0.38
	150	151.54	13.32	6.36	1.20	172.43	20.76	0.76	0.12	848	1 150	26	0.65
Cedral	220e/	184.14	13.91	27.62	1.25	226.92	27.32	1.08	0.12	945	1 031	30	0.49
	300	221.40	14.61	29.45	1.31	266.77	32.12	1.45	0.14	972	869	35	0.37
Saré	120	90.02	18.04	15.37	1.62	127.05	15.30	0.55	0.15	545	1 059	29	0.52
Tayutic-Pacuare	160e/	118.17	18.29	17.73	1.05	155.83	18.76	0.81	0.15	576	866	34	0.37
	164	168.84	4.12	25.33	0.37	198.65	23.92	1.32	0.04	931	1 211	27	0.66
Purrirés-Turrubarés	246	233.31	6.36	30.80	0.57	271.04	32.63	1.96	0.07	945	1 102	37	0.44
	120	168.93	3.48	25.34	0.31	198.06	23.85	1.32	0.04	786	1 051	32	0.75
	160e/	212.10	3.65	31.82	0.33	247.89	29.85	1.75	0.04	884	1 549	36	0.63
	240	298.44	6.08	39.69	0.55	344.76	41.51	2.62	0.06	980	1 437	45	0.47
Turrubarés	120e/	112.95	4.01	16.94	0.36	134.26	16.16	0.53	0.04	575f/	1 119	29	0.55
	240	161.66	7.26	18.59	0.65	188.17	22.66	1.02	0.07	619f/	784	38	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; f/ No considera el trasvase de caudal proveniente de Guayabo.

Cuadro 26

PROGRAMA: COSTOS DE LOS PROYECTOS MICROELECTRICOS

Proyecto	Capacidad (MW)	Millones de pesos CA								Generación anual neta (GWh) ^{d/}	Costo uni- tarlo (dólares/kWh)	Costo de genera- ción (mills/kWh)	Factor de planta
		Costo ^{a/}		Intereses ^{b/}		Costo Total	Costo anual						
		Planta	Líneas	Planta	Líneas		Capital ^{c/}	Operación y mantenimiento	Planta				
Teribe B2-2	219 ^{e/} 292	285.57 318.70	34.55 42.08	42.84 47.81	3.11 3.79	366.07 412.37	44.07 49.65	1.12 1.46	0.28 0.34	1 467 1 554	1 672 1 412	31 33	0.76 0.61
Teribe C2-2	126 ^{e/} 160	112.34 122.67	18.66 22.04	16.85 18.40	1.68 1.98	149.54 165.10	18.00 19.88	0.52 0.54	0.15 0.18	893 1 001	1 187 1 032	21 21	0.81 0.71
Teribe C7-2	79 ^{e/} 90	84.78 88.04	14.00 15.09	9.83 10.21	1.26 1.36	109.87 114.70	13.22 13.81	0.22 0.25	0.11 0.12	480 489	1 391 1 274	28 29	0.69 0.62
Teribe C3-2	78 ^{e/} 100	95.29 100.35	13.90 16.08	11.05 11.64	1.25 1.45	121.49 129.52	14.63 15.59	0.23 0.28	0.11 0.13	503 523	1 558 1 295	30 31	0.74 0.60
Changuinola D2-2	200 270 332	316.42 368.45 424.60	30.39 37.34 43.77	47.46 55.27 63.69	2.74 3.36 3.94	397.01 464.42 536.00	47.80 55.92 64.53	1.38 1.60 2.02	0.24 0.30 0.35	1 628 1 815 1 876	1 985 1 720 1 614	30 32 36	0.93 0.77 0.65
Changuinola H1-1	270 ^{e/} 540	428.44 494.25	35.52 63.16	64.27 49.42	3.20 5.68	531.42 612.52	63.98 73.75	0.91 1.57	0.29 0.51	1 757 1 806	1 968 1 134	37 42	0.74 0.38
Culubre F1-2	128 ^{e/} 160	122.91 130.31	17.80 20.98	18.44 19.55	1.60 1.89	160.75 172.73	19.35 20.80	0.31 0.36	0.14 0.17	804 821	1 256 1 080	25 26	0.72 0.59
Culubre G3-2	146 ^{e/} 195	142.91 158.83	19.87 25.01	21.33 23.82	1.79 2.25	185.17 209.91	22.29 25.27	0.56 0.73	0.16 0.20	945 973	1 268 1 073	24 27	0.74 0.57
Changuinola G6-2	102 ^{e/} 132	127.18 137.56	15.22 18.20	19.08 20.63	1.37 1.64	162.85 178.03	19.61 21.43	0.42 0.53	0.12 0.15	667 685	1 597 1 349	30 32	0.75 0.59

- 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 25

COSTOS UNITARIOS DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS
SUBDIVIDIDOS PARA SU UTILIZACION
EN EL MODELO WASP

Proyecto	Subproyecto	Capacidad instalada (MW)	Costo de la capacidad (US\$/kW)
El Tigre		<u>540</u>	<u>664.1</u>
	El Tigre 1	340	1 054.8
	El Tigre 2	200 ^{a/}	-
Cuyamel		<u>525</u>	<u>997.5</u>
	Cuyamel 1	150	3 066.3
	Cuyamel 2	150	170.0
	Cuyamel 3	225	170.0
Copalar		<u>600</u>	<u>851.0</u>
	Copalar 1	300	1 293.0
	Copalar 2	300	409.0
Boruca		<u>810</u>	<u>1 082.3</u>
	Boruca 1	250	3 072.3
	Boruca 2	250	193.9
	Boruca 3	310	193.9

a/ Costo incluido en la primera etapa.

Anexo X

ALTERNATIVAS TERMOELECTRICAS Y
GEOTERMICAS



1. Características técnicas y costos de alternativas termoeléctricas

a) Generalidades

Se resumen a continuación las características técnicas y económicas de unidades termoeléctricas de distinto tipo y potencia utilizadas en el estudio.^{1/}

b) Plantas a vapor

En el cuadro 1 se presentan las características de rendimientos, mantenimiento e indisponibilidad forzada para las unidades de vapor de 50, 100, 200 y 500 MW que cubre el rango de tamaños adecuado para las demandas consideradas en el estudio. (Véase el cuadro 1.)

Los costos de inversión-operación para centrales térmicas anteriores se presentan en el cuadro 2. Estos costos fueron calculados sobre las siguientes bases:

- Centrales de tipo semiexterior con turbinas ubicadas en edificio y calderas exteriores con protección contra la intemperie.

Se incluye camino de receso de 50 metros, pero no se incluyeron la subestación elevadora y las viviendas para el personal de explotación ni el almacenamiento de petróleo para un mes de operación de carga base.

- Los costos indirectos incluyeron estructuras temporales, ingeniería y administración del propietario y costos de puesta en servicio.

- Las características de la fundación no requerirán de movimiento de tierra o excavaciones extensivas.

- Las centrales con refrigeración de un paso se encuentran a 500 metros de las costas marítimas y no requerirán estructuras o tuberías sumergidas.

- El costo de los estudios de factibilidad se desembolsaría durante el año anterior al que se efectúan las especificaciones, adjudicación y propuesta.

^{1/} Véase el informe Costos de inversión, operación y mantenimiento de características técnicas de alternativas termoeléctricas, Montreal Engineering Company (MONENCO), diciembre de 1979.

Cuadro 1

CARACTERISTICAS TECNICAS DE UNIDADES TERMICAS A VAPOR

Potencia instalada	MW	50.0	100.0	200.0	500.0
Potencia neta	MW	47.7	95.3	190.4	476.0
Potencia mínima	MW	8.0	15.0	30.0	75.0
Mantenimiento programado	Días/año	23	24	30	37
Salida forzada	Porcentaje	3.0	4.5	5.6	9.6
<u>Refrigeración un paso</u>					
Consumo calor en vacío	10 ⁶ kCal PC/hr	12.2	23.0	39.2	95.0
Consumo específico potencia mínima	kCal PC/kWh neto	4 109	3 979	3 377	3 276
Consumo específico incremental	kCal PC/kWh neto	2 583	2 444	2 073	2 009
Consumo específico plena carga	kCal PC/kWh neto	2 842	2 685	2 278	2 209
<u>Torre de enfriamiento en seco</u>					
Consumo calor en vacío	10 ⁶ kCal PC/hr	13.2	25.0	42.6	103.4
Consumo específico potencia mínima	kCal PC/kWh neto	4 127	4 328	3 678	3 567
Consumo específico incremental	kCal PC/kWh neto	2 816	2 661	2 256	2 189
Consumo específico plena carga	kCal PC/kWh neto	3 093	2 924	2 430	2 406

/Cuadro 2

Cuadro 2

COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACION DE PLANTAS TERMOELECTRICAS A VAPOR

	Unidades de 50 MW		Unidades de 100 MW		Unidades de 200 MW		Unidades de 500 MW	
	Primera	Segunda	Primera	Segunda	Primera	Segunda	Primera	Segunda
<u>Refrigeración un paso</u>								
Estudio de factibilidad	0.2	-	0.3	-	0.3	-	0.5	-
Costo directo	21.9	18.4	33.3	29.3	56.1	48.6	116.4	105.4
Costo indirecto	2.9	1.9	4.4	3.0	7.4	5.0	15.4	10.8
Imprevistos	2.5	2.0	3.8	3.2	6.4	5.4	13.2	11.6
Intereses durante construcción	7.5	6.0	13.6	11.7	24.4	20.6	67.1	59.3
Inversión total	35.0	28.3	55.4	47.2	94.6	79.6	212.6	187.1
Costo directo dólares/kW instalado	439	368	333	293	280	243	233	211
Costo total dólares/kW instalado	699	566	554	472	473	398	425	374
Costo total dólares/kW neto	733	593	582	495	497	418	447	393
<u>Torre de refrigeración en seco</u>								
Estudio de factibilidad	0.2	-	0.3	-	0.3	-	0.5	-
Costo directo	25.0	23.0	40.1	36.3	67.0	59.9	139.8	129.7
Costo indirecto	3.3	2.3	5.3	3.7	8.9	6.1	18.5	13.3
Imprevistos	2.8	2.5	4.5	4.0	7.6	6.8	15.8	14.3
Intereses durante construcción	8.6	7.5	15.8	14.3	28.9	25.0	79.5	71.7
Inversión total	39.9	35.3	66.0	58.3	112.7	97.6	254.1	229.0
Costo directo dólares/kW instalado	501	460	401	363	335	299	280	259
Costo total dólares/kW instalado	797	705	660	583	563	488	508	458
Costo total dólares/kW neto	835	739	693	611	592	513	534	481
<u>Costo fijo operación y mantenimiento</u> (miles de dólares/año)	540	160	660	200	900	300	1 480	420
<u>Costo variable operación y mantenimiento no combustible</u> (mills/kWh)	0.84	0.84	0.77	0.77	0.71	0.71	0.63	0.63

- La actualización de los desembolsos efectuados durante la construcción se calculó con base en desembolsos anuales a la fecha de puesta en servicio (principio del último año de desembolsos). Se empleó una tasa de actualización de 12%.

- Los períodos de mantenimiento y tasa de indisponibilidad aceptados se incluyen en los cuadros correspondientes.

c) Turbina a gas

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

Las características técnicas de este tipo de unidades para 25 MW y para potencias mayores (73 MW) se resumen en el cuadro 3, y se presentan para instalaciones a nivel del mar y a 1 000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m), así como para temperaturas medias durante el día de 15° C y 32° C. Sus costos de inversión y de generación se muestran en el cuadro 4.

El período de mantenimiento para estos equipos se estimó en 22 días por año y la tasa media de indisponibilidad o salida forzada en 7%.

2. Características técnicas y costos de alternativas geotérmicas

El costo de las instalaciones geotérmicas es muy variable, y depende de una serie de factores inciertos relacionados especialmente con la exploración del campo y la producción del vapor. Entre ellos destacan: la profundidad del depósito, la productividad de los pozos, la proporción de pozos productivos en relación con pozos perforados y la productividad y vida útil de los pozos.

El costo de la central generadora, aun cuando depende de las características del vapor y de las facilidades de acceso, puede estimarse con mayor certeza. En cambio el costo de la evacuación de los efluentes es sumamente variable según la calidad de éstos y la ubicación de la planta.

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

Cuadro 3

CARACTERISTICAS TECNICAS DE TURBINAS A GAS

Potencia de referencia Temperatura media durante el día	25 MW		70 MW	
	15°C	32°C	15°C	32°C
<u>Instalada a nivel del mar</u>				
Capacidad a plena carga neta (MW)	23.5	20.5	68.1	59.6
Capacidad mínima neta (MW)	2.0	2.0	2.5	2.5
Consumo calor sin carga 10 ⁶ (kCal PCI/hr)	22.18	20.01	54.75	49.57
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
<u>Instalada a 1 000 m.s.n.m.</u>				
Capacidad de carga neta (MW)	20.8	18.2	60.4	52.9
Carga mínima neta (MW)	2.0	2.0	2.5	2.5
Consumo calor sin carga 10 ⁶ (kCal PCI/hr)	19.64	17.77	48.58	43.99
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

Cuadro 4

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION DE TURBINAS A GAS

(Miles de pesos centroamericanos)

	25 MW	70 MW
Estudio de factibilidad	60	90
Costo directo	3 820	9 270
Costo indirecto	330	690
Imprevistos	620	1 500
Intereses durante la construcción (IDC)	530	1 574
<u>Costo total</u>	<u>5 360</u>	<u>13 124</u>
Costo directo dólares/kW neto (15°C nivel del mar)	162	136
Costo total dólares/kW neto (15°C nivel del mar)	228	193
Costo variable, operación y mantenimiento (mills/kWh neto) g/	3.0	3.0
Costo directo (15°C y 1 000 m.s.n.m.) dólares/kW neto	184	153
Costo total (15°C y 1 000 m.s.n.m.) dólares/kW neto	258	217

g/ Sin considerar combustible.

/i) Cada

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^{2/}, y

ii) Las condiciones de temperatura y presión del vapor serán los valores medios de los correspondientes a la mayoría de los campos existentes en el Istmo.

La estimación del costo de las plantas geotérmicas^{3/} incluye por una parte los costos de las obras superficiales (conducción de vapor, planta termoeléctrica y por la otra los costos de exploración de los campos de producción de vapor).^{4/}

Los resultados de las estimaciones de costo, así como algunos detalles técnicos de operación se indican en el cuadro 5.

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

^{3/} Encomendadas a la firma Montreal Engineering Company (MONENCO).

^{4/} Realizadas por la empresa VIRKIR Consulting Group (Islandia).

Cuadro 5

COSTOS DE INVERSION Y OPERACION DE PLANTAS GEOTERMoeLECTRICAS

(Precios a diciembre de 1977)

	Prime- ra uni- dad	Cada uni- dad con- secutiva	Total pa- ra tres unidades
Características generales			
Campo geotérmico			
Potencial (MW)			105
Razón pozos productivos/pozos perforados (%)			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 totales	45.74	26.23	98.20
Inversiones en desarrollo del campo (millones de dólares)			
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	15.80	10.00	35.80
Gastos generales	4.84	2.78	10.40
Imprevistos	4.17	2.39	8.95
Costos de operación y mantenimiento (miles de dólares/año)			
Campo geotérmico			
En la superficie b/	80.90	52.20	185.30
En el subsuelo	278.00	278.00	834.00
Plantas de generación			
Costos fijos de operación (10 ³ dólares/año)	288.00	96.00	480.00
Costos fijos de mantenimiento (10 ³ dólares/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)	45 740	26 230	98 200
Año 1	2 070	-	2 070
2	2 070	-	2 070
3	2 070	-	2 070
4	12 180	1 330	14 840
5	16 650	9 700	36 050
6	8 420 c/	12 700	33 820
7	2 280	40	2 360 s/
8	-	2 460	4 920

a/ Incluye equipo de control para la boca del pozo.

b/ Incluye perforación de pozos de reemplazo.

c/ Año de puesta en servicio.

Anexo XI

BALANCES Y TRANSFERENCIAS DE ENERGIA

Se presenta en este anexo el resumen de los estudios de transferencia de energía para las alternativas de integración A, B y C y para cada uno de los 17 años del período 1984-2000 considerado, que cubren la siguiente información: (Véanse los cuadros 1, 2 y 3.)

- i) Balance de energía para cada país por período;
- ii) Transferencias brutas esperadas por período;
- iii) Transferencias netas esperadas por período;
- iv) Balance de energía anual por país;
- v) Transferencias brutas anuales;
- vi) Transferencias netas anuales, y
- vii) Transferencias máximas en un período para cada año.

También se presenta un resumen de los resultados de los balances de energía por país para los intervalos 1984-1986, 1987-1989, 1990-1994 y 1995-2000. (Véanse los cuadros 4, 5 y 6.)



1. Resumen de las transferencias de energía



CUADRO I
 INTEGRADO A. BALANCE Y TRANSFERENCIAS ANUALES DE ENERGIA POR TRIMESTRE
 (GWh)

PAISES ANO	ELSA												MOND												NICA												COST												PANA											
	PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS																			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4																								
1984	-142	102	-104	-325	221	214	-46	75	244	155	311	362	-247	-330	-211	-190	117	67	82	36	193	-210	-32	42																																				
1985	-142	53	-131	-306	185	168	-118	33	241	191	344	366	-215	-318	-204	-115	189	163	189	39	-258	-259	-80	-17																																				
1986	81	356	155	95	155	99	-139	-4	204	142	265	327	-269	-356	-244	-291	152	83	142	32	-324	-324	-180	-160																																				
1987	-34	267	16	-91	122	40	-210	-38	109	97	244	292	-57	-235	-7	14	307	293	299	175	-447	-463	-342	-351																																				
1988	-169	87	-111	-207	156	118	-199	-56	126	64	229	242	-51	-212	-58	-71	290	267	275	99	-351	-326	-135	-4																																				
1989	-6	504	119	-116	109	-110	-319	-68	-31	-38	49	160	-161	-353	-234	-158	193	53	166	70	-103	-55	218	113																																				
1990	-109	411	37	-227	235	69	-202	102	17	-56	2	135	-139	-413	-191	-195	193	115	194	74	-197	-126	156	109																																				
1991	-16	450	25	-151	-176	-181	-613	-353	106	-53	226	209	-92	-224	-98	-3	502	274	464	401	-323	-265	-35	-101																																				
1992	-62	393	-8	-332	-20	-109	-462	-152	121	6	209	281	-140	-297	-106	0	507	360	417	368	-405	-353	-51	-163																																				
1993	-20	560	180	-279	5	-169	-486	-53	166	-8	144	270	-76	-333	-154	-30	420	307	454	302	-495	-356	-140	-209																																				
1994	-85	399	34	-302	-223	-400	-891	-381	231	-17	351	272	-307	-496	-379	-199	608	625	737	714	-223	-111	147	-102																																				
1995	11	583	150	-225	-244	-529	-926	-274	156	-56	290	253	-321	-600	-481	-305	506	583	634	596	-106	-118	332	-44																																				
1996	36	565	93	-219	-170	-573	-998	-78	107	-109	216	170	-133	-287	-23	-200	376	477	503	461	-216	-72	209	-133																																				
1997	60	382	-59	-132	-111	-717	-1064	-21	149	80	269	128	-255	-349	-153	-450	269	607	692	618	-112	-4	314	-141																																				
1998	248	533	49	-95	-157	-875	-1112	57	57	89	225	107	-265	-488	-230	-480	162	560	645	498	-45	177	423	-87																																				
1999	249	565	45	22	-292	-1060	-1185	-34	104	330	352	73	-241	-511	-161	-237	294	432	550	442	-113	243	397	-264																																				
2000	196	306	-187	18	-284	-1216	-1334	-13	145	454	486	24	-216	-454	-66	-406	288	817	807	473	-129	92	293	-295																																				

TRANSFERENCIAS BRUTAS ESPERADAS POK PERIODO (GWh)

LINEAS ANO	GUAT-ELSA												GUAT-MOND												ELSA-MOND												MOND-NICA												NICA-COST												COST-PANA											
	PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS																															
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4																																				
1984	129	29	7	75	14	132	144	251	93	185	39	0	323	473	160	119	76	143	231	87	193	211	158	43																																																
1985	132	48	18	36	10	80	150	271	54	143	100	3	285	414	95	93	69	96	259	64	259	259	144	17																																																
1986	1	47	117	17	83	331	40	78	154	125	23	13	441	596	283	419	172	241	175	128	325	324	203	160																																																
1987	24	59	40	0	61	272	23	92	98	37	171	39	198	406	54	161	140	170	184	175	447	464	343	351																																																
1988	121	69	5	0	48	170	117	208	35	97	194	57	148	318	90	63	86	88	257	94	352	326	166	54																																																
1989	151	128	158	20	46	376	37	96	90	17	163	89	72	368	150	41	90	107	400	184	114	55	289	114																																																
1990	106	28	83	102	25	393	35	127	129	69	130	0	166	425	142	36	55	89	414	186	197	127	269	110																																																
1991	24	161	100	0	41	290	44	151	153	21	513	353	86	268	331	295	179	155	430	299	323	266	213	102																																																
1992	34	123	66	0	43	271	74	333	88	14	396	153	106	291	260	204	105	200	368	205	406	354	157	163																																																
1993	79	169	228	17	22	391	46	263	16	0	259	370	151	382	160	63	116	82	402	99	495	357	173	209																																																
1994	0	333	35	0	85	67	0	302	223	67	857	782	78	99	506	413	386	514	885	612	236	112	355	103																																																
1995	52	496	151	9	1	88	0	216	233	32	775	284	107	143	485	247	400	602	966	552	201	56	499	98																																																
1996	76	504	94	36	0	62	1	184	175	69	905	114	109	152	689	128	160	404	713	328	253	73	437	133																																																
1997	56	383	3	52	4	0	42	80	180	334	1062	103	218	253	854	128	180	603	1008	478	211	63	497	151																																																
1998	120	520	60	75	128	13	10	20	81	353	1053	44	241	250	838	102	155	738	1068	412	175	177	586	107																																																
1999	199	566	69	54	50	0	23	74	93	495	1117	62	61	165	786	141	181	677	989	178	229	244	584	264																																																
2000	100	307	17	21	97	0	205	74	238	910	1317	74	183	455	1034	111	217	910	1101	377	164	138	435	137																																																

/(continua)

Cuadro 1 (Continuación)

LINEAS	TRANSFERENCIAS NETAS ESPERADAS POR PERIODO (GMH)																											
	GUAT-ELSA				GUAT-HOND				ELSA-HOND				HOND-NICA				NICA-COST				COST-PANA							
	ANO	PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS						
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1984	-129	-29	7	-75	-13	132	-111	-250	92	185	-39	0	322	473	160	111	75	143	-50	-78	193	210	32	-42				
1985	-132	-25	18	-36	-10	79	-150	-270	53	143	-99	-2	284	414	94	93	69	95	-109	-22	258	259	80	17				
1986	-1	25	116	17	82	331	39	78	153	124	-22	13	441	597	282	419	171	241	38	127	324	324	180	160				
1987	-24	-4	39	0	-10	271	-23	-91	98	36	-170	-38	197	405	50	160	140	170	43	175	447	463	342	351				
1988	-121	-21	5	0	-48	109	-116	-207	35	97	-193	-54	113	271	-80	-22	61	58	-139	-94	351	326	135	4				
1989	-20	128	156	-20	13	376	-36	-96	89	17	-162	-89	71	354	-149	-25	-89	1	-384	-184	103	55	-218	-113				
1990	-106	18	72	-102	3	392	-34	-126	129	88	-129	0	143	424	-162	9	4	11	-353	-184	197	126	-156	-109				
1991	24	160	99	0	-40	287	-44	-151	-132	-21	-513	-353	-86	215	-330	-295	-179	-8	-429	-299	323	265	35	101				
1992	-18	123	66	0	-43	271	-74	-332	-39	13	-395	-152	38	290	-259	-204	-101	-6	-366	-204	405	353	51	163				
1993	0	169	227	-16	-21	391	-46	-262	6	0	-259	-70	150	382	-159	-62	74	49	-313	-93	495	356	140	209				
1994	0	332	34	0	-85	67	0	-302	-223	-66	-856	-381	-77	-17	-505	-412	-385	-513	-885	-612	223	111	-147	102				
1995	12	495	150	-9	-1	87	0	-216	-232	-32	-775	-283	-78	-1	-484	-247	-399	-601	-966	-552	106	-18	-332	44				
1996	36	504	94	-35	0	61	0	-184	-133	-69	-904	-113	-25	-116	-689	-127	-159	-404	-712	-327	216	72	-209	133				
1997	56	382	2	-52	4	0	-62	-80	-55	-334	-1061	-74	97	-253	-854	-27	-157	-603	-1007	-477	112	4	-314	141				
1998	120	519	59	-75	128	13	-10	-20	-36	-352	-1053	-18	148	-249	-837	68	-117	-737	-1068	-411	45	-177	-423	87				
1999	198	565	68	-11	50	0	-23	33	-93	-495	-1116	-47	60	-164	-786	59	-180	-676	-948	-178	113	-243	-397	264				
2000	99	306	17	-4	97	0	-204	23	-185	-909	-1316	-18	57	-455	-1034	29	-158	-909	-1100	-377	129	-92	-293	95				

BALANCE DE ENERGIA ANUAL (GMH)

PAIS	GUAT			ELSA			HOND			NICA			COST			PANA			
	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	
1984	102	571	-469	510	46	464	1072	0	1072	0	978	-978	302	0	302	42	435	-393	
1985	53	579	-526	386	118	268	1142	0	1142	0	852	-852	580	0	580	0	614	-614	
1986	687	0	687	254	143	111	938	0	938	0	1160	-1160	409	0	409	0	988	-988	
1987	283	125	158	162	248	-86	742	0	742	14	299	-285	1074	0	1074	0	1603	-1603	
1988	87	487	-400	274	255	19	661	0	661	0	392	-392	931	0	931	0	816	-816	
1989	623	122	501	109	497	-388	209	69	140	0	906	-906	482	0	482	331	158	173	
1990	448	336	112	406	202	204	154	56	98	0	938	-938	580	0	580	265	323	-58	
1991	505	167	338	0	1323	-1323	541	53	488	0	417	-417	1641	0	1641	0	724	-724	
1992	393	402	-9	0	743	-743	617	0	617	0	543	-543	1652	0	1652	0	972	-972	
1993	740	299	441	5	708	-703	582	8	574	0	593	-593	1483	0	1483	0	1200	-1200	
1994	433	387	46	0	1895	-1895	854	17	837	0	1381	-1381	2684	0	2684	147	436	-289	
1995	744	225	519	0	1973	-1973	699	56	643	0	1707	-1707	2319	0	2319	350	150	200	
1996	694	219	475	0	1819	-1819	493	109	384	0	643	-643	1817	0	1817	209	421	-212	
1997	442	191	251	0	1913	-1913	626	0	626	0	1207	-1207	2186	0	2186	314	257	57	
1998	830	95	735	57	2144	-2087	478	0	478	0	1463	-1463	1865	0	1865	600	132	468	
1999	881	0	881	0	2573	-2573	859	0	859	0	1150	-1150	1718	0	1718	640	377	263	
2000	520	187	333	0	2847	-2847	1109	0	1109	0	1142	-1142	2385	0	2385	385	224	161	
MEDIO			239			-1016			671			-926			1418				-385

(continúa)

- 111-280 -

Quadro 1 (Continuación) TRANSFERENCIAS BRUTAS ANUALES (GWH)

LÍNEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	240	541	317	1075	537	605
1985	234	511	300	887	490	679
1986	182	532	315	1741	716	1012
1987	123	448	345	819	669	1605
1988	195	543	383	619	525	900
1989	357	555	359	631	781	572
1990	319	580	348	789	744	703
1991	285	526	1040	980	1063	904
1992	223	721	651	861	878	1080
1993	493	722	345	756	699	1234
1994	368	454	1529	1096	2397	806
1995	708	305	1324	982	2520	854
1996	710	247	1263	1078	1605	896
1997	494	146	1679	1453	2269	922
1998	775	171	1531	1431	2373	1045
1999	888	147	1767	1153	2025	1321
2000	445	376	2539	1783	2605	874

TRANSFERENCIAS NETAS ANUALES (GWH)

LÍNEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	-226	-242	238	1066	90	393
1985	-175	-351	95	885	33	614
1986	157	530	268	1739	577	988
1987	11	147	-74	812	528	1603
1988	-137	-262	-117	282	-114	816
1989	244	257	-145	251	-656	-173
1990	-118	229	88	414	-524	58
1991	283	54	-1039	-496	-915	724
1992	171	-178	-573	-135	-677	972
1993	380	62	-323	311	-284	1200
1994	366	-320	-1526	-1011	-2395	289
1995	648	-130	-1322	-810	-2518	-200
1996	599	-123	-1219	-957	-1602	212
1997	388	-138	-1524	-1037	-2244	-57
1998	623	111	-1459	-870	-2333	-468
1999	820	60	-1751	-831	-1982	-263
2000	418	-84	-2428	-1403	-2544	-161

/(continúa)

Cuadro 1 (conclusión)

TRANSFERENCIAS MAXIMAS EN UN PERIODO DENTRO DEL AÑO (CASH)

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	161	327	301	575	380	403
1985	104	293	242	506	407	407
1986	229	443	211	621	452	551
1987	196	359	290	541	385	564
1988	313	284	360	396	470	440
1989	395	506	214	579	525	331
1990	273	621	257	669	612	364
1991	517	415	639	451	604	526
1992	225	668	625	555	654	502
1993	388	714	473	479	578	539
1994	432	407	925	611	1096	438
1995	630	519	934	626	1241	549
1996	649	392	1118	836	1025	481
1997	628	257	1561	1063	1377	555
1998	664	205	1739	1097	1629	694
1999	725	212	1729	1040	1443	675
2000	441	469	1856	1307	1511	509

TRANSFERENCIAS MAXIMAS EN UN PERIODO DENTRO DEL AÑO EN MW MEDIOS

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	73	149	137	262	173	184
1985	84	133	110	231	185	185
1986	104	202	96	316	206	251
1987	89	163	132	247	175	257
1988	97	129	164	180	214	200
1989	180	231	97	264	239	151
1990	124	283	117	301	279	166
1991	236	189	291	205	275	240
1992	102	305	265	253	298	229
1993	177	326	215	218	263	246
1994	197	185	422	278	500	200
1995	291	236	426	285	566	250
1996	296	178	510	381	468	219
1997	286	117	712	485	628	253
1998	304	93	794	496	743	316
1999	331	96	789	474	658	308
2000	201	214	847	596	689	232

/Cuadro 2

ESTADO G. GANSE Y TRANSFERENCIAS ANUALES DE ENERGIA POR TRIMESTRE

(GWh)

AÑO	COST												PANA											
	PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1984	-112	102	-104	-294	158	164	-104	-41	240	155	311	362	-209	-279	-210	-104	116	67	107	36	-193	-210	0	42
1985	-6	233	-12	-199	126	85	-190	-36	241	181	356	368	-293	-390	-267	-152	189	148	184	39	-258	-259	-71	-17
1986	124	383	118	-101	66	14	-245	-103	206	143	310	328	-285	-397	-261	-59	213	178	223	95	-324	-323	145	-159
1987	124	332	42	7	164	173	-71	-16	208	136	415	303	-216	-312	-328	-173	140	147	205	41	-421	-478	-263	-163
1988	-94	73	-173	-423	108	0	-371	-115	129	59	216	242	-325	-465	-355	-240	952	1092	1145	1045	-769	-761	-562	-507
1989	479	1046	645	-19	-90	-246	-887	-212	-4	-85	35	189	-427	-649	-597	-399	902	783	1046	1035	-859	-849	-682	-591
1990	419	964	543	-141	-16	-286	-532	-240	21	-141	-16	135	-414	-695	-591	-409	920	1098	1365	1333	-930	-939	-769	-677
1991	426	984	577	-67	-42	-371	-580	-280	-34	-200	-60	78	-431	-761	-681	-436	844	1073	1305	1245	-762	-723	-559	-539
1992	457	1036	606	-77	357	-6	-322	-27	-94	-265	-116	88	-602	-874	-790	-599	717	910	1235	1146	-634	-820	-611	-529
1993	332	833	461	-155	325	98	-321	-73	-156	-280	-178	-42	-189	-597	-432	-152	584	873	1161	1036	-897	-927	-691	-613
1994	156	702	327	-329	559	93	-235	227	-241	-323	-252	-120	-12	-397	-161	93	586	971	1188	964	-1048	-1045	-866	-834
1995	-29	492	49	-630	123	-132	-578	75	202	-41	409	275	-253	-598	-376	-96	692	1060	1094	895	-815	-782	-599	-519
1996	0	320	-27	-508	145	-191	-580	-37	203	81	387	180	-173	-671	-383	172	827	1364	1330	848	-1002	-905	-727	-654
1997	-32	272	-130	-567	159	-354	-600	176	117	148	322	101	-298	-806	-411	17	947	1482	1413	901	-892	-742	-593	-628
1998	5	154	-242	-411	32	-499	-811	-29	30	79	303	4	-108	-448	-11	2	909	1589	1422	818	-869	-879	-660	-383
1999	-120	0	-344	-335	-64	-618	-959	117	-78	-76	229	-99	-387	-655	-217	-236	1504	2145	1900	978	-854	-795	-610	-422
2000	-126	40	-275	-154	-209	-843	-181	215	-188	-236	79	-225	-597	-892	-454	-594	1825	2395	2144	1116	-703	-473	-314	-355

TRANSFERENCIAS BRUTAS ESPERADAS POR PERIODO (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA												GUAT-HOND												ELSA-HOND												HOND-NICA												NICA-COST												COST-PANA											
	PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS																											
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4																																
1984	100	29	23	23	0	13	132	128	295	59	135	81	41	286	423	103	38	77	143	223	86	194	211	126	43																																															
1985	30	18	38	0	24	216	53	200	97	104	152	36	36	362	502	154	130	69	111	238	66	239	259	129	17																																															
1986	14	26	114	17	111	358	5	118	80	40	131	87	87	397	543	184	124	111	146	200	69	325	324	168	160																																															
1987	1	0	39	3	123	333	14	44	166	173	32	16	16	498	643	387	294	281	331	105	136	421	478	264	214																																															
1988	88	34	0	0	16	73	173	423	36	0	271	116	116	143	135	227	298	182	331	583	538	770	762	563	507																																															
1989	90	247	488	19	389	600	158	39	36	0	0	194	384	714	194	55	49	104	364	443	859	849	682	592																																																
1990	33	284	517	0	386	678	27	142	17	0	15	240	424	537	47	247	22	159	596	656	930	939	770	677																																																
1991	45	371	540	0	381	613	38	68	2	0	41	280	349	412	126	270	82	350	746	706	763	724	560	539																																																
1992	0	49	323	15	457	988	294	77	357	62	0	29	719	785	167	140	117	112	624	417	835	821	612	529																																																
1993	0	17	312	0	333	617	150	156	326	116	9	73	502	652	39	271	312	154	471	424	897	927	691	613																																																
1994	0	32	215	228	157	670	113	102	560	125	61	0	475	472	209	224	463	127	439	130	1049	1046	867	835																																																
1995	61	163	85	75	9	331	35	535	85	31	493	0	377	342	139	280	133	278	521	376	814	782	600	520																																																
1996	75	188	3	0	61	132	30	509	84	53	577	37	349	266	220	366	232	459	650	194	1002	906	728	655																																																
1997	84	228	7	176	15	45	124	392	138	126	607	0	244	174	406	290	202	739	818	273	743	596	629	629																																																
1998	84	134	0	9	42	21	243	403	32	363	811	39	78	262	750	437	134	711	762	434	870	879	660	384																																																
1999	0	30	0	117	151	31	345	219	105	587	959	0	262	694	1073	319	650	1350	1290	536	854	796	611	423																																																
2000	5	40	0	118	122	0	276	37	269	803	1182	97	525	1040	1376	166	1122	1882	1831	760	704	474	314	356																																																

(continúa)

Cuadro 2 (continuación)

TRANSFERENCIAS NETAS ESPERADAS POR PERIODO (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA					GUAT-HOND					ELSA-HOND					HOND-NICA					NICA-COST					COST-PANA				
	PERIODOS					PERIODOS					PERIODOS					PERIODOS					PERIODOS									
ANO	1	2	3	4	*	1	2	3	4	*	1	2	3	4	*	1	2	3	4	*	1	2	3	4	*	1	2	3	4	*
1984	-99	-29	23	0		-13	132	-127	-294		59	135	-81	-41		386	422	103	25		77	142	-107	-78		193	210	0	-42	
1985	-29	18	38	0		23	215	-50	-197		96	103	-152	-36		362	501	154	130		62	111	-113	-22		258	252	71	17	
1986	14	25	113	16		110	350	5	-110		80	40	-131	-86		397	542	183	123		111	145	-77	63		324	323	145	159	
1987	1	0	39	3		123	332	3	3		165	173	-32	-13		497	643	387	294		281	330	58	121		421	478	263	163	
1988	-78	0	0	0		-16	73	-173	-423		29	0	-271	-115		142	134	-227	-297		-182	-330	-582	-538		769	761	562	507	
1989	90	244	487	18		389	800	158	-38		0	0	0	-193		384	714	193	-43		-43	65	-363	-443		859	849	662	591	
1990	33	284	517	0		385	678	26	-141		17	0	-14	-240		424	537	-4	-247		7	-158	-524	-656		930	939	769	677	
1991	45	371	539	0		381	612	37	-67		2	0	-40	-280		349	412	-63	-270		-81	-349	-745	-706		762	723	559	539	
1992	0	69	322	0		457	987	283	-77		357	62	0	-26		719	784	166	-17		116	-89	-624	-616		834	820	611	529	
1993	0	12	311	0		332	816	149	-155		325	115	-9	-73		502	651	-38	-271		312	53	-470	-423		897	927	691	613	
1994	0	32	214	-227		156	669	112	-102		559	125	-20	0		474	471	-160	-222		462	73	-321	-129		1048	1045	868	834	
1995	-38	162	84	-75		9	331	-34	-555		84	30	-493	0		376	320	-118	-279		122	-278	-494	-376		815	782	599	519	
1996	-61	188	2	0		61	131	-30	-508		84	-2	-577	-37		348	212	-219	-365		170	-458	-602	-193		1002	905	727	654	
1997	-48	228	-6	-176		15	44	-123	-391		111	-125	-606	0		243	67	-406	-209		-55	-739	-817	-272		892	742	595	628	
1998	-36	134	0	-9		41	20	-242	-402		-3	-363	-811	-39		68	-262	-700	-436		-59	-710	-761	-434		369	679	660	383	
1999	0	30	0	-117		-120	-30	-344	-219		-64	-587	-959	0		-262	-694	-1073	-319		-649	-1349	-1290	-555		854	795	610	422	
2000	-4	40	0	-117		-121	0	-275	-36		-214	-803	-1181	96		-524	-1039	-1376	-165		-1121	-1881	-1830	-760		703	473	314	355	

BALANCE DE ENERGIA ANUAL (GWH)

PAIS	GUAT			ELSA			HOND			NICA			COST			PANA		
	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO
1984	102	510	-408	322	145	177	1068	0	1068	0	802	-802	326	0	326	42	403	-361
1985	233	217	16	211	226	-15	1144	0	1144	0	1102	-1102	560	0	560	0	605	-605
1986	625	101	524	80	348	-268	987	0	987	0	1002	-1002	709	0	709	0	951	-951
1987	505	0	505	337	87	250	1062	0	1062	0	1029	-1029	533	0	533	0	1325	-1325
1988	73	690	-617	108	366	-278	646	0	646	0	1385	-1385	4234	0	4234	0	2999	-2999
1989	2170	19	2151	0	1035	-1035	224	89	135	0	2032	-2032	3766	0	3766	0	2981	-2981
1990	1926	141	1785	0	1074	-1074	156	157	-1	0	2109	-2109	4716	0	4716	0	3315	-3315
1991	1907	67	1920	0	1273	-1273	78	294	-216	0	2309	-2309	4467	0	4467	0	2583	-2583
1992	2119	77	2042	357	355	2	88	475	-387	0	2865	-2865	4008	0	4008	0	2794	-2794
1993	1626	155	1471	423	394	29	0	656	-656	0	1370	-1370	3654	0	3654	0	3128	-3128
1994	1185	329	856	879	235	644	0	936	-936	93	570	-477	3709	0	3709	0	3793	-3793
1995	541	659	-118	198	710	-512	966	41	925	0	1323	-1323	3741	0	3741	0	2715	-2715
1996	320	535	-215	145	808	-663	851	0	851	172	1227	-1055	4369	0	4369	0	3288	-3288
1997	272	729	-457	335	954	-619	688	0	688	17	1515	-1498	4743	0	4743	0	2857	-2857
1998	159	653	-494	32	1339	-1307	416	0	416	2	567	-565	4738	0	4738	0	2791	-2791
1999	0	799	-799	117	1641	-1524	229	253	-24	0	1495	-1495	6527	0	6527	0	2681	-2681
2000	40	555	-515	215	2233	-2018	79	649	-570	0	2487	-2487	7440	0	7440	0	1845	-1845
MEDIO			449			-557			301			-1465			3661			-2388

Cuadro 2 (continuación)

TRANSFERENCIAS BRUTAS ANUALES (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	152	568	316	850	529	574
1985	86	493	389	1148	484	654
1986	171	592	338	1248	526	977
1987	43	514	387	1822	853	1377
1988	122	685	423	803	1634	2602
1989	844	1386	194	1347	960	2982
1990	836	1233	272	1255	1433	3316
1991	956	1100	323	1157	1884	2566
1992	407	1806	446	1811	1470	2797
1993	329	1456	524	1464	1341	3128
1994	475	1042	746	1379	1159	3797
1995	384	930	609	1138	1308	2716
1996	266	732	751	1201	1535	3291
1997	495	576	871	1114	2032	2860
1998	191	709	1245	1527	2041	2793
1999	147	746	1651	2348	3846	2684
2000	163	435	2351	3107	5595	1848

TRANSFERENCIAS NETAS ANUALES (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	-105	-302	72	836	34	361
1985	27	-11	11	1147	45	605
1986	168	-355	-97	1245	242	951
1987	43	461	293	1821	790	1325
1988	-78	-539	-357	-248	-1632	2597
1989	841	1309	-193	1248	-784	2981
1990	836	948	-237	710	-1401	3315
1991	955	963	-318	428	-1881	2583
1992	391	1650	391	1652	-1213	2794
1993	328	1142	358	844	-526	3128
1994	19	835	664	563	85	3793
1995	133	-249	-379	299	-1026	2715
1996	129	-346	-532	-24	-1078	3288
1997	-2	-455	-620	-385	-1883	2857
1998	89	-583	-1215	-1380	-1944	2791
1999	-87	-713	-1610	-2348	-3843	2681
2000	-81	-432	-2102	-3104	-5592	1845

/ (continúa)

- III-235 -

Cuadro 2 (conclusión)

TRANSFERENCIAS MAXIMAS EN UN PERIODO DENTRO DEL AÑO (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	161	325	231	531	368	266
1985	161	310	309	577	396	355
1986	225	463	174	592	306	403
1987	106	365	243	702	379	542
1988	144	501	425	358	849	827
1989	609	867	199	801	518	1053
1990	644	770	278	580	805	1140
1991	627	749	315	527	1012	1007
1992	577	1020	513	841	870	937
1993	579	907	486	681	752	1043
1994	391	755	675	570	690	1262
1995	221	656	921	478	911	1091
1996	325	545	1112	431	1056	1220
1997	313	423	1223	499	1390	1124
1998	181	431	1329	857	1282	1010
1999	138	444	1482	1264	1880	980
2000	172	344	1829	1603	2503	813

TRANSFERENCIAS MAXIMAS EN UN PERIODO DENTRO DEL AÑO EN MW MEDIOS

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	73	148	105	242	168	121
1985	73	141	141	263	180	162
1986	102	211	79	270	139	184
1987	48	166	110	320	173	247
1988	65	228	194	163	387	377
1989	278	395	90	365	236	480
1990	292	351	126	264	367	520
1991	286	342	143	240	462	459
1992	263	465	234	393	397	427
1993	264	414	221	310	343	476
1994	178	344	308	260	315	576
1995	100	299	420	218	415	498
1996	148	248	507	196	482	557
1997	142	193	558	227	634	513
1998	82	196	606	391	585	461
1999	63	202	676	577	858	447
2000	78	157	835	731	1142	371

- III-235 -

/ Cuadro 3

Cuadro 2

INTERRUPTOR C. BALANES Y TRANSFERENCIAS ANUALES DE ENERGIA POR TRIMESTRE (GWh.)

PAISES	ELSA												HOND												NICA												COST												PANA											
	PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS																			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4																								
1984	-112	102	-104	-294	158	164	-104	-41	240	155	311	362	-209	-279	-210	-104	116	67	107	36	-193	-210	0	42																																				
1985	-6	233	-12	-199	126	85	-190	-36	241	182	356	366	-293	-390	-267	-152	189	148	184	39	-258	-259	-71	-17																																				
1986	214	527	300	103	0	-39	-259	-140	204	130	237	322	-285	-411	-272	-282	185	117	171	77	-324	-324	-187	-160																																				
1987	174	511	203	241	163	157	-108	-25	169	107	270	292	-223	-403	-274	-173	154	104	173	42	-438	-478	-263	-376																																				
1988	-10	197	-53	-120	29	-97	-374	-233	130	-21	77	64	-344	-535	-474	-499	965	1218	1421	1296	-769	-762	-596	-507																																				
1989	-93	89	-132	-246	-34	-183	-450	-311	77	-38	31	26	-422	-593	-558	-590	944	1184	1382	1286	-469	-459	-272	-165																																				
1990	-136	84	-134	-293	66	-75	-413	-327	18	-81	10	91	-307	-588	-530	-520	905	1212	1411	1301	-495	-550	-344	-250																																				
1991	132	498	233	-99	32	-157	-467	-303	-26	-145	-48	78	-390	-672	-647	-573	819	1119	1343	1240	-514	-642	-413	-341																																				
1992	81	466	138	-398	-39	-303	-589	-387	-94	-243	-129	-3	-344	-601	-515	-417	910	1112	1359	1291	-514	-430	-254	-281																																				
1993	-68	302	-32	-338	-44	-409	-635	-340	-158	-233	-178	-54	-317	-673	-563	-341	803	1212	1263	1198	-214	-193	146	-123																																				
1994	-13	365	24	-238	314	73	-474	-150	-233	-336	-352	-132	-439	-773	-633	-391	706	997	1237	1085	-334	-327	97	-170																																				
1995	-170	194	-147	-447	316	54	-493	91	269	38	299	253	-549	-884	-758	-565	585	977	1161	958	-431	-402	-67	-280																																				
1996	-53	428	67	-411	130	-161	-629	-28	191	-118	216	182	-315	-676	-459	-213	613	944	1052	877	-572	-417	-248	-607																																				
1997	-79	372	-37	-516	245	-164	-590	184	128	45	301	102	-273	-787	-469	-12	608	1067	1189	780	-709	-554	-394	-939																																				
1998	64	387	-35	-370	210	-381	-749	330	22	-94	207	4	-139	-470	-135	-11	795	1268	1254	736	-954	-782	-542	-698																																				
1999	9	385	-47	-222	-28	-631	-972	462	-76	-174	129	-112	-437	-661	-358	-122	1394	1770	1676	896	-862	-538	-429	-699																																				
2000	-132	126	-263	-95	-223	-851	-1209	238	-191	-327	-3	-213	-577	-841	-569	-482	1535	2173	1967	964	-409	-309	94	-409																																				

TRANSFERENCIAS BRUTAS ESPERADAS POR PERIODO (GWh)

LINEAS	GUAT-ELSA												GUAT-HOND												ELSA-HOND												HOND-NICA												NICA-COST												COST-PANA											
	PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS																											
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4																																				
1984	100	29	23	0	13	132	138	295	59	135	61	41	266	423	105	36	77	143	223	86	194	211	126	43																																																
1985	30	18	38	0	24	216	53	200	97	104	152	36	562	502	154	130	69	111	239	66	259	259	129	17																																																
1986	15	69	250	123	199	459	59	60	15	29	9	17	424	618	338	365	159	297	176	83	335	324	196	150																																																
1987	1	3	109	26	174	508	94	215	164	161	0	0	507	777	365	507	264	374	136	334	439	478	263	376																																																
1988	29	147	1	0	49	112	54	120	21	0	374	234	150	79	350	290	195	457	623	790	770	762	596	507																																																
1989	4	153	0	0	110	53	132	247	30	46	450	311	52	132	551	531	474	725	1110	1122	470	459	272	165																																																
1990	64	83	0	0	76	99	134	294	70	0	413	328	89	87	535	331	409	662	1057	1051	496	520	345	250																																																
1991	31	158	233	0	102	341	0	99	80	0	234	304	157	209	282	326	252	477	930	899	566	642	414	341																																																
1992	29	304	139	0	53	163	0	298	12	0	460	290	52	143	569	593	396	681	1109	1010	514	431	255	282																																																
1993	40	273	8	0	91	30	40	339	47	136	648	341	271	370	867	734	589	1019	1430	1075	214	193	299	127																																																
1994	44	3	32	0	27	361	7	238	282	79	442	151	175	136	702	523	372	670	1336	915	315	317	217	194																																																
1995	170	33	0	81	0	185	147	366	147	67	483	0	415	310	335	112	134	574	1094	679	452	403	168	281																																																
1996	71	180	75	0	23	249	7	412	64	19	553	29	268	186	344	257	113	526	804	470	572	418	248	407																																																
1997	111	204	22	185	35	169	43	332	134	40	584	0	313	275	325	230	126	513	853	242	709	555	395	538																																																
1998	54	299	44	331	45	90	23	41	230	63	761	0	297	140	377	40	276	566	812	74	934	702	542	689																																																
1999	36	254	0	223	29	0	48	0	206	375	972	238	174	550	989	126	532	1211	1248	197	962	329	429	700																																																
2000	1	126	0	106	132	0	283	11	309	724	1209	131	547	1052	1494	72	1124	1894	2063	535	409	300	415	410																																																

(Continúa)

Cuadro 3 (continuación)

TRANSFERENCIAS NETAS ESPERADAS POR PERIODO (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA				GUAT-HOND				ELSA-HOND				HOND-NICA				NICA-COST				COST-PANA			
	PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS				PERIODOS			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1984	-99	-29	23	0	-13	132	-127	-294	59	135	-81	-41	286	422	103	25	77	142	-107	-70	193	210	0	-42
1985	-29	18	38	0	23	215	-50	-199	96	103	-152	-36	362	502	154	130	69	111	-113	-22	258	259	71	17
1986	15	68	250	123	199	458	58	59	15	28	-8	-17	424	618	287	364	138	207	15	82	324	324	187	160
1987	1	3	108	25	173	508	94	214	164	160	0	0	507	777	365	507	284	373	90	334	438	478	263	376
1988	-18	97	0	0	8	100	-53	-120	10	0	-373	-233	149	78	-350	-290	-195	-456	-824	-789	767	762	596	507
1989	4	137	0	0	-98	-48	-132	-246	-30	-45	-450	-311	-51	-132	-551	-931	-474	-725	-1109	-1121	469	459	272	165
1990	-64	75	0	0	-72	7	-134	-293	2	0	-413	-327	-51	-73	-536	-530	-409	-661	-1057	-1051	495	550	344	250
1991	30	157	233	0	101	341	0	-99	63	0	-233	-303	138	195	-282	-325	-252	-476	-929	-899	365	642	413	341
1992	28	303	128	0	52	163	0	-298	-9	0	-459	-289	-51	-79	-589	-592	-395	-601	-1104	-1009	514	430	254	281
1993	2	275	7	0	-66	29	-40	-338	-47	-136	-647	-340	-271	-340	-366	-734	-588	-1018	-1430	-1075	214	193	-146	123
1994	-40	5	32	0	-27	360	-7	-238	273	79	-442	-150	67	103	-702	-523	-372	-649	-1335	-915	334	327	-97	170
1995	-169	12	0	-81	0	185	-147	-365	144	-66	-493	0	415	310	-334	-112	-133	-574	-1093	-677	451	402	67	280
1996	-65	175	75	0	12	248	-7	-411	63	18	-553	-28	267	150	-344	-257	-47	-526	-804	-470	572	417	348	407
1997	-111	204	6	-184	31	169	-43	-331	134	39	-583	0	294	375	-325	-239	20	-512	-794	-242	709	554	394	537
1998	19	296	-12	-330	45	89	-23	-40	229	-82	-760	0	297	-87	-576	-35	157	-366	-712	-47	954	702	542	688
1999	35	255	0	-222	-26	0	-47	0	7	-375	-972	238	-94	-549	-689	125	-531	-1211	-1247	-196	862	558	429	699
2000	0	126	0	-105	-131	0	-283	10	-224	-724	-1209	131	-547	-1051	-1493	-71	-1124	-1393	-2062	-554	409	300	-94	409

BALANCE DE ENERGIA ANUAL (GWH)

PAIS	GUAT			ELSA			HOND			NICA			COST			PANA		
	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO	EXP.	IMP.	SALDO
1984	102	510	-408	322	145	177	1068	0	1068	0	802	-802	326	0	326	42	403	-361
1985	233	217	16	211	226	-15	1145	0	1145	0	1102	-1102	560	0	560	0	605	-605
1986	1232	0	1232	0	438	-438	893	0	893	0	1250	-1250	550	0	550	0	995	-995
1987	1129	0	1129	320	133	187	838	0	838	0	1073	-1073	473	0	473	0	1553	-1553
1988	197	163	14	29	704	-675	271	21	250	0	1852	-1852	4900	0	4900	0	2634	-2634
1989	89	471	-382	0	978	-978	134	38	96	0	2163	-2163	4796	0	4796	0	1365	-1365
1990	84	563	-479	66	815	-749	119	81	38	0	1995	-1995	4829	0	4829	0	1639	-1639
1991	863	99	764	32	927	-895	78	219	-141	0	2282	-2282	4320	0	4320	0	1961	-1961
1992	675	298	377	0	1219	-1219	0	469	-469	0	1877	-1877	4672	0	4672	0	1479	-1479
1993	302	438	-136	0	1448	-1448	0	623	-623	0	1899	-1899	4496	0	4496	146	530	-384
1994	389	251	138	387	624	-237	0	953	-953	0	2236	-2236	4025	0	4025	97	831	-734
1995	196	764	-568	451	483	-32	875	0	875	0	2756	-2756	3681	0	3681	0	1200	-1200
1996	495	464	31	130	818	-688	589	118	471	0	1663	-1663	3492	0	3492	0	1644	-1644
1997	373	632	-259	429	754	-325	596	0	596	0	1541	-1541	3724	0	3724	0	2194	-2194
1998	451	405	46	540	1130	-590	233	94	139	0	763	-763	4054	0	4054	0	2886	-2886
1999	264	269	-5	462	1631	-1169	129	362	-233	0	1778	-1778	5736	0	5736	0	2548	-2548
2000	126	510	-384	238	2283	-2045	0	734	-734	0	2469	-2469	6657	0	6657	94	1118	-1024
MEDIO		66			-655			191			-1735			3617				-1482

(continúa)

111-207-TTT

Cuadro 3 (continuación)

TRANSFERENCIAS BRUTAS ANUALES (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	152	568	316	850	529	574
1985	86	493	389	1148	434	664
1986	457	777	70	1695	605	1005
1987	139	991	325	2156	1128	1556
1988	177	335	629	869	2267	2635
1989	157	542	837	1266	3431	1366
1990	147	603	811	1243	3189	1641
1991	422	542	618	974	2558	1963
1992	462	514	762	1377	3192	1482
1993	321	490	1172	2242	4113	833
1994	81	633	954	1536	3293	1073
1995	284	698	697	1172	2480	1304
1996	326	691	665	1055	1913	1645
1997	522	579	758	1143	1734	2197
1998	728	199	1074	1054	1728	2887
1999	515	77	1791	1739	3188	2550
2000	233	426	2373	3165	5636	1534

TRANSFERENCIAS NETAS ANUALES (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	-105	-302	72	836	34	361
1985	27	-11	11	1148	45	605
1986	456	774	18	1693	442	995
1987	137	989	324	2156	1081	1555
1988	79	-65	-596	-413	-2264	2634
1989	141	-524	-836	-1265	-3429	1365
1990	11	-492	-738	-1190	-3188	1639
1991	420	343	-473	-274	-2556	1961
1992	459	-83	-757	-1311	-3189	1479
1993	277	-415	-1170	-2211	-4111	384
1994	-3	142	-240	-1055	-3291	734
1995	-238	-327	-271	279	-2477	1200
1996	189	-158	-500	-184	-1847	1644
1997	-85	-174	-410	15	-1528	2194
1998	-25	71	-613	-401	-1168	2886
1999	68	-73	-1102	-1407	-3185	2548
2000	21	-404	-2026	-3162	-5633	1024

/ (continue)

Cuadro 3 (conclusión)

TRANSFERENCIAS MAXIMAS EN UN PERIODO DENTRO DEL AÑO (GWH)

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	161	325	231	531	368	266
1985	161	310	309	577	396	355
1986	342	588	122	697	406	551
1987	210	591	229	873	404	543
1988	196	229	523	400	1043	967
1989	199	355	616	627	1256	674
1990	139	406	649	628	1320	697
1991	334	468	419	349	1214	741
1992	422	354	673	700	1434	713
1993	364	416	966	1005	1838	323
1994	80	577	727	839	1798	495
1995	267	437	876	522	1503	566
1996	298	472	967	586	1406	851
1997	384	425	1140	442	1311	1028
1998	418	199	1402	731	1257	1176
1999	305	91	1711	1114	1807	1100
2000	200	344	1913	1750	2685	677

TRANSFERENCIAS MAXIMAS EN UN PERIODO DENTRO DEL AÑO EN MW MEDIOS

LINEAS	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1984	73	148	105	242	168	121
1985	73	141	141	263	180	162
1986	156	268	55	318	185	251
1987	99	269	104	398	184	247
1988	89	104	238	182	476	441
1989	90	162	281	286	574	307
1990	63	185	296	286	602	318
1991	152	213	191	159	554	338
1992	192	161	307	319	654	326
1993	166	189	441	458	839	147
1994	36	263	331	383	821	226
1995	121	199	400	238	686	258
1996	136	215	441	267	642	388
1997	175	194	520	201	598	469
1998	190	90	640	333	573	536
1999	139	41	781	508	825	502
2000	91	157	873	799	1226	309

/2. Resultados

2. Resultados de los balances de energía



Cuadro 4

INTEGRADO A. RESUMEN DE LOS BALANCES DE ENERGIA POR TRIMESTRE

	Total	1984- 1986	1987- 1989	1990- 1994	1995- 2000
Total					
Demanda (GWh)	596 177	51 761	70 046	165 372	308 298
Exportación (GWh)	41 677	5 286	4 289	11 582	20 296
Porcentaje exportación	7.0	10.2	6.1	7.0	6.6
Importación (GWh)	40 739	5 293	4 284	11 575	20 524
Porcentaje importación	-6.0	-10.2	-6.1	-7.0	-6.6
Guatemala					
Demanda de energía (GWh)	133 197	10 320	14 753	36 682	71 442
Sobrante/déficit (GWh)	4 381/-308	-308	259	928	3 194
Porcentaje de la demanda	3.1	3.0	1.8	2.5	4.5
El Salvador					
Demanda de energía (GWh)	102 543	8 987	11 652	27 754	54 150
Sobrante/déficit (GWh)	843/-18 127	843	-455	-4 460	-13 212
Porcentaje de la demanda	16.9	9.4	03.9	-16.1	-24.4
Honduras					
Demanda de energía (GWh)	55 533	4 487	6 397	15 288	29 001
Sobrante/déficit (GWh)	11 408/0	3 152	1 543	2 614	4 099
Porcentaje de la demanda	20.5	65.0	24.1	17.1	14.1
Nicaragua					
Demanda de energía (GWh)	85 732	7 088	9 497	23 136	46 011
Sobrante/déficit (GWh)	0/15 757	-2 990	-1 583	-3 872	-7 312
Porcentaje de la demanda	-18.4	-42.2	-16.7	-16.7	-15.9
Costa Rica					
Demanda de energía (GWh)	97 179	9 683	12 051	26 827	48 618
Sobrante/déficit (GWh)	24 108	1 291	2 487	8 040	12 290
Porcentaje de la demanda	24.8	13.3	20.6	30.0	25.0
Panamá					
Demanda de energía (GWh)	121 993	10 836	16 396	35 685	59 076
Sobrante/déficit (GWh)	937/-6 547	-1 995	-2 246	-3 243	937
Porcentaje de la demanda	-4.6	-18.4	-13.7	-9.1	1.6

Cuadro 5

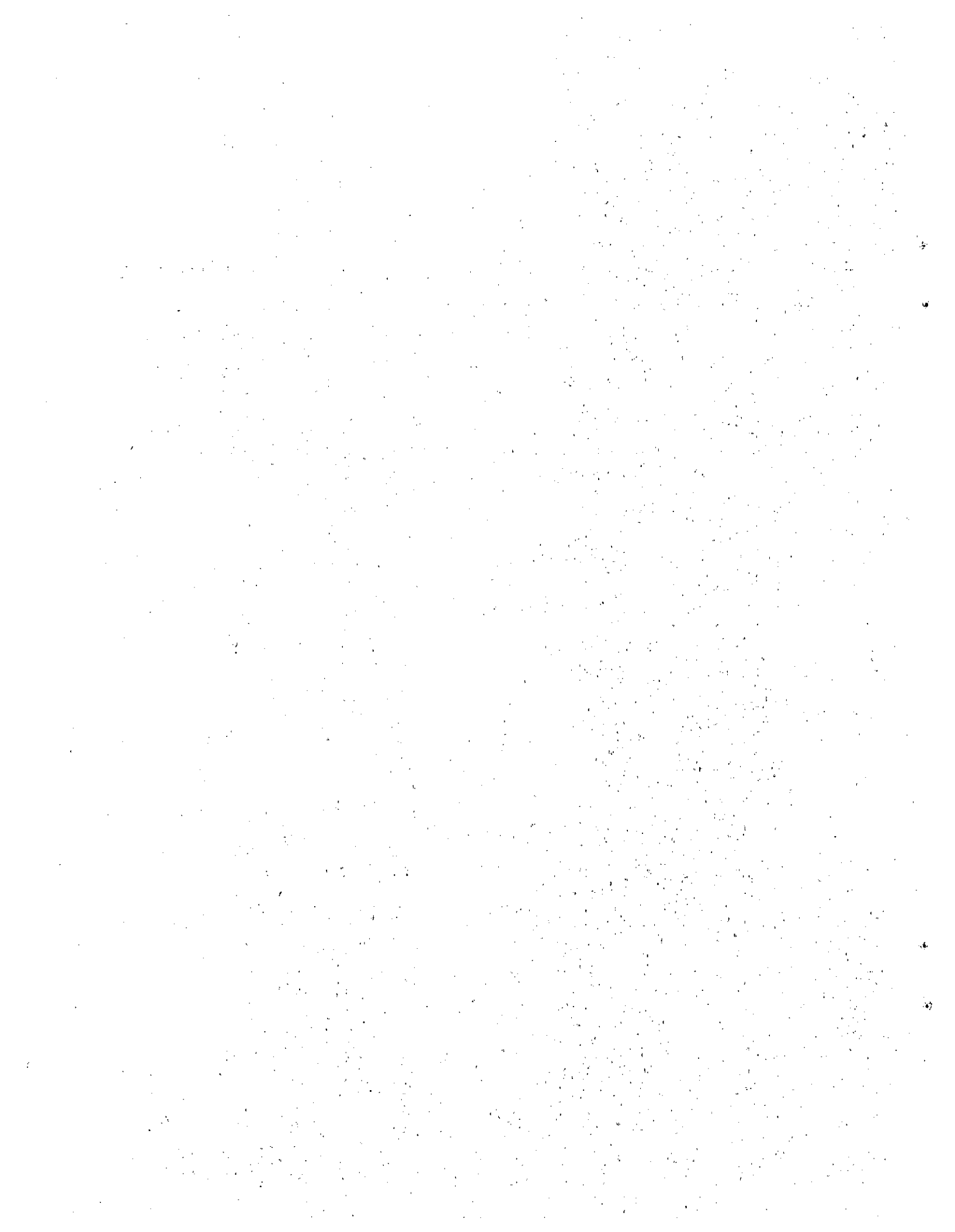
INTEGRADO B. RESUMEN DE LOS BALANCES DE ENERGIA POR TRIMESTRE

	Total	1984- 1986	1987- 1989	1990- 1994	1995- 2000
<u>Total</u>					
Demanda (GWh)	596 177	51 761	70 746	165 372	308 298
Exportación (GWh)	79 813	4 926	12 415	23 620	33 644
Porcentaje Exportación	13.4	9.5	17.5	17.3	11.0
Importación (GWh)	-79 795	-4 924	-12 414	-28 611	-33 841
Porcentaje importación	-13.4	-9.5	-17.5	-17.3	-11.0
<u>Guatemala</u>					
Demanda de energía (GWh)	133 197	10 320	14 753	36 682	71 442
Sobrante/déficit (GWh)	10 245/-2 598	132	2 039	8 074	-2 598
Porcentaje de la demanda	5.7	1.3	13.8	22.0	-3.6
<u>El Salvador</u>					
Demanda de energía (GWh)	102 543	8 987	11 652	27 754	54 150
Sobrante/déficit (GWh)	0/-9 484	-106	-1 063	-1 672	-6 643
Porcentaje de la demanda	-9.2	-1.2	-9.1	-6.0	-12.3
<u>Honduras</u>					
Demanda de energía (GWh)	55 533	4 847	6 397	15 288	29 001
Sobrante/déficit (GWh)	7 328/-2 196	3 199	1 843	-2 196	2 286
Porcentaje de la demanda	9.2	66.0	28.8	-14.4	7.9
<u>Nicaragua</u>					
Demanda de energía (GWh)	85 732	7 088	9 497	23 136	46 011
Sobrante/déficit (GWh)	0/-24 905	-2 906	-4 446	-9 130	-8 423
Porcentaje de la demanda	-29.0	-41.0	-46.8	-39.5	-18.3
<u>Costa Rica</u>					
Demanda de energía (GWh)	97 179	9 683	12 051	26 827	48 618
Sobrante/déficit (GWh)	62 240/0	1 595	8 533	20 554	31 558
Porcentaje de la demanda	64.0	16.5	70.8	76.6	64.9
<u>Panamá</u>					
Demanda de energía (GWh)	121 993	10 836	16 396	35 685	59 076
Sobrante/déficit (GWh)	0/-40 612	-1 917	-6 905	-15 613	-16 177
Porcentaje de la demanda	-33.7	-17.7	-42.1	-43.7	-27.4

Cuadro 6

INTEGRADO C. RESUMEN DE LOS BALANCES DE ENERGIA POR TRIMESTRE

	Total	1984- 1986	1987- 1989	1990- 1994	1995- 2000
<u>Total</u>					
Demanda (GWh)	596 177	51 761	70 746	165 372	308 298
Exportación (GWh)	69 160	5 382	12 114	23 206	28 458
Porcentaje exportación	11.6	10.4	17.3	14.0	9.2
Importación (GWh)	-62 172	-6 428	-12 108	-23 186	-28 454
Porcentaje importación	-11.6	-10.5	-17.3	-14.0	-9.2
<u>Guatemala</u>					
Demanda de energía (GWh)	133 197	10 320	14 753	36 682	71 442
Sobrante/déficit (GWh)	2 265/-1 139	840	761	664	-1 139
Porcentaje de la demanda	0.8	8.1	5.2	1.8	1.6
<u>El Salvador</u>					
Demanda de energía (GWh)	102 543	8 987	11 652	27 754	54 150
Sobrante/déficit (GWh)	0/-11 176	-313	-1 466	-4 548	-4 849
Porcentaje de la demanda	-10.9	-3.5	-12.6	-16.4	-9.0
<u>Honduras</u>					
Demanda de energía (GWh)	5 442	4 847	6 397	15 288	29 001
Sobrante/déficit (GWh)	5 404/-2 148	3 144	1 184	-2 148	1 114
Porcentaje de la demanda	5.9	64.9	18.5	-14.1	3.8
<u>Nicaragua</u>					
Demanda de energía (GWh)	85 732	7 088	9 497	23 136	46 011
Sobrante/déficit (GWh)	0/-29 501	-3 154	-5 088	-10 289	-10 970
Porcentaje de la demanda	-34.4	-44.5	-53.6	-44.5	-23.8
<u>Costa Rica</u>					
Demanda de energía (GWh)	97 179	9 683	12 051	26 827	48 618
Sobrante/déficit (GWh)	61 491/0	1 436	10 169	22 542	27 344
Porcentaje de la demanda	63.3	14.8	84.4	84.0	56.2
<u>Panamá</u>					
Demanda de energía (GWh)	121 993	10 836	16 396	35 685	59 076
Sobrante/déficit (GWh)	0/-25 208	-1 961	-5 554	-6 197	-11 496
Porcentaje de la demanda	-20.7	-18.1	-33.9	-17.4	-19.5



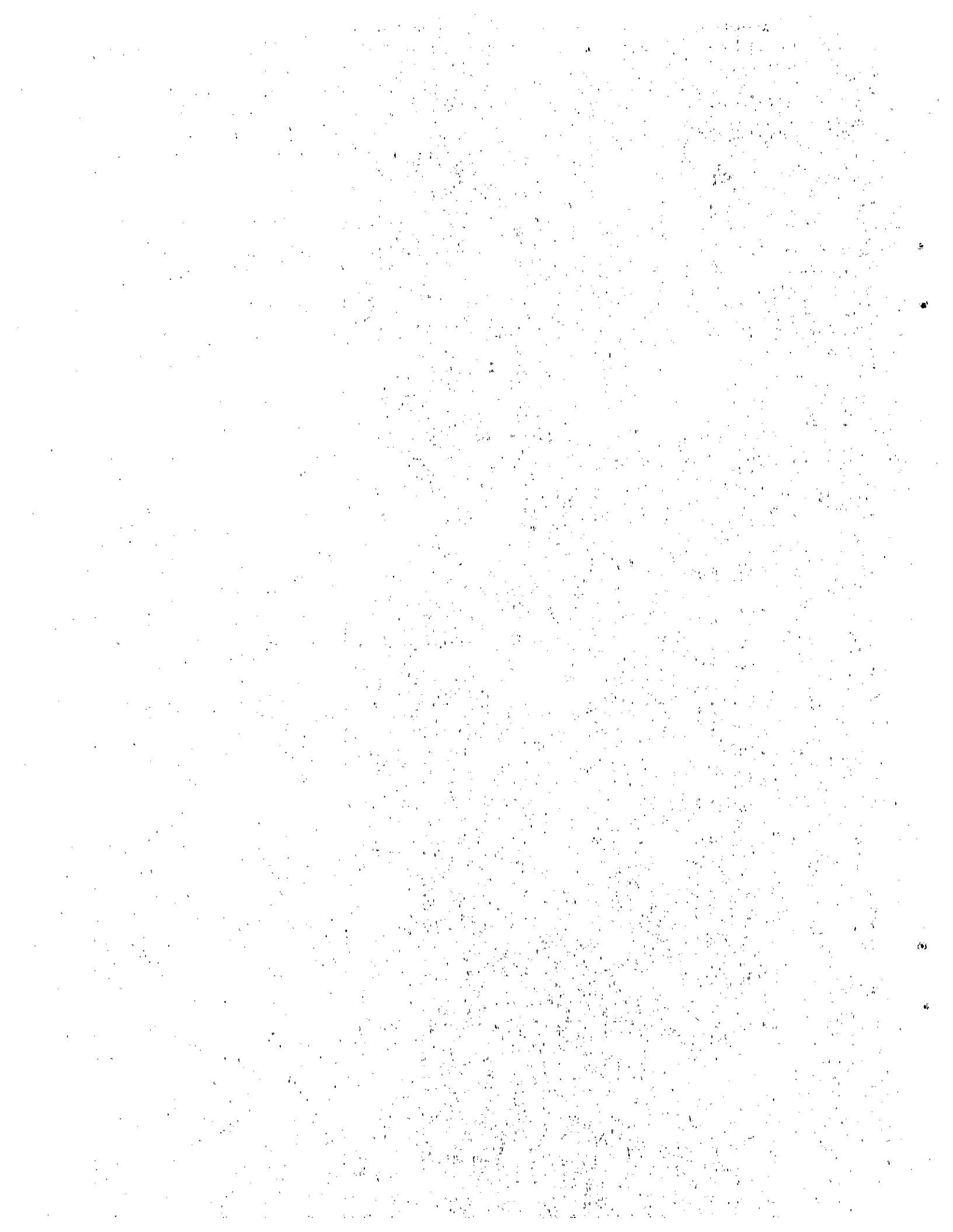
Anexo XII

PROGRAMA DE ADICIONES EN SUBESTACIONES

Se presentan las adiciones en subestaciones tanto para el caso de los sistemas aislados como de las alternativas de interconexión A, B y C en el período 1984-2000 que cubre el estudio. Los programas se presentan por países indicando las subestaciones con que deberán contar los sistemas en los años característicos 1986, 1989 y 1994 seleccionados para los estudios de transmisión. En el integrado A se muestran solamente las subestaciones requeridas en adición a las consideradas para el desarrollo aislado de los sistemas nacionales.



1. Caso aislado



Cuadro 1

GUATEMALA: PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986			AÑO 1989			AÑO 1994		
			EQUIPO	COSTO ER \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO ER \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO ER \$ x 10 ⁶	
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL
CHULAC	1½	230	4-2 CELDAS TERMINAL 4- GENERADOR TRANSFORMADORES 130 MVA	1.7	6.00	3-2 CELDAS TERMINAL 4- GENERADOR TRANSFORMADORES 100 MVA	1.7	5.10	1-1 CELDA TERMINAL 1- AUTO TRANSFORMADOR 60 MVA	1.2	1.2
				.9	3.60		.9	3.20		.54	.54
BALALÁ	1½	230				2- CELDAS TERMINAL	.3	.60			
QUITZAL	E1 + T	130				1-2 CELDA TERMINAL 1-1 CELDA TERMINAL	1.7	1.70			
							1.2	1.20			
TACTIC	1½	230				1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70	1-2 CELDA TERMINAL 1-1 CELDA TERMINAL	1.70 1.20	1.70 1.20
EL ARCO	E1 + T	130				3- CELDA TERMINAL 1- GENERADOR TRANSFORMADOR 50 MVA	.3	.60			
							.48	.48			
GUATE NORTE	1½	230				1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20	1-2 CELDA TERMINAL 1-1 CELDA TERMINAL	1.7 .9	1.70 .90
GUATE SUR	1½	230	1-1 CELDA TERMINAL 1- AUTO TRANSFORMADOR 150 MVA 1-1 CELDA TERMINAL			1-1 CELDA TERMINAL 1-1 CELDA TERMINAL 1-1 CELDA TERMINAL	.13	.13	1-1 CELDA TERMINAL	.13	.13
							1.2	1.2	1-2 CELDAS TERMINAL 1-1 CELDA TERMINAL	1.7 .7	1.70 .70
							.96	.96	1- AUTO TRANSFORMADOR 150 MVA 1-1 CELDA TERMINAL	.96 .3	.96 .3
BAZATENANGO	E1 + T	130	1-1 CELDA TERMINAL			3- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	.13			
BAZATENANGO	E1 + T	130	1-1 CELDA TERMINAL			2- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	.13			
BAZATENANGO	E1 + T	130	1-1 CELDA TERMINAL			2- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	.13			

Cuadro 1 (Conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1988			AÑO 1989			AÑO 1994		
			EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶	
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL
CHICOC	1½	230							3-2 CELDAS TERMINAL	1.7	5.10
									4- GENERADOR TRANSFORMADORES 60 MVA	.54	2.12
QUEZAL	1½	230	1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20				1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70
TENANGO			1- GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	.35	.35				1-1 CELDA TERMINAL	.7	.7
									3- GENERADOR TRANSFORMADORES 37.5 MVA	.35	1.05
		69	1-CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.68	.68				1-CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	.13
ATITLÁN	1½	230							1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.2
									1- GENERADOR TRANSFORMADOR 50 MVA	.48	.48
GUATE ESTE		69	1-CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	.13					.13	.13
ESQUINTLA	1½	230							1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.2
									1- GENERADOR TRANSFORMADOR 240 MVA	1.5	1.5
<u>TOTAL</u>					<u>14.69</u>						<u>79.97</u>
<u>TOTAL GRANDE</u>											<u>141.90</u>

a/ Costo total menos los intereses durante la construcción.

Cuadro 2

EL SALVADOR: PROGRAMA DE SUBSTACIONES

NOMBRE DE SUBSTACION	ESQUERA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1988		AÑO 1984			
			COSTO EN \$ x 10 ⁶		COSTO EN \$ x 10 ⁶		COSTO EN \$ x 10 ⁶			
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL		
SONSONATE	1 1/2	230	1-2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70	1-2 CELDA TERMINAL	1.70	1-1 CELDA TERMINAL	.7	0.70
			1-1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20					
			1-AUTO TRANSFORMADOR 120 MVA	.88	.88					
			1 - CELDA TERMINAL	.30	.30					
SAN RAFAEL (CEDROS)	0 + T	115	2 - CELDAS TERMINAL	.60	.60	2 - CELDAS TERMINAL	.60	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30
			1-2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1-2 CELDA TERMINAL	1.70	1-2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70
			1-AUTO TRANSFORMADOR 150 MVA	.88	.88	1-AUTO TRANSFORMADOR 150 MVA	.88			
			1-1 CELDA TERMINAL	.30	.30	1 - CELDA TERMINAL	.3			
NEJAPA	0 + T	89	1-CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.89	.89			1-CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	.11	.11
			1 - CELDA TERMINAL	.30	.30			1-2 CELDA TERMINAL	.3	.30
								2-2 CELDAS TERMINAL	1.7	3.40
								1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20
CERRON GRANDE	1 1/2	230						1-AUTO TRANSFORMADOR 50 MVA	.46	.46
								1-CONDENSADOR SHUNT 5 MVAR	.07	.07
SAN MARTIN	0 + T	115	1 - CELDA TERMINAL	.30	.30					
SAN MIGUEL	0 + T	89								
GUAYO	0 + T	115								
SANTA ANA	0 + T	115								
SOTAPANGO	1 1/2	230								
	0 + T	115								

Cuadro 2 (Continuación)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1989		AÑO 1989		AÑO 1984		AÑO 1984		
			EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶	
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL
AHUACHAPAN	1 1/2	230	1-AUTO TRANSFORMADOR 120 MVA	.88	.88	2- GENERADOR TRANSFORMADORES 40 MVA	.38	.76	4- GENERADOR TRANSFORMADORES 40 MVA	.38	1.52
			3- GENERADOR TRANSFORMADORES 40 MVA	.38	1.14	1-2 CELDAS TERMINAL	1.7	1.70	2-2 CELDAS TERMINAL	1.7	3.40
			2-2 CELDAS TERMINAL	1.7	3.40	1-1 CELDA TERMINAL	.7	.7			
			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.2						
SAN SALVADOR	B + T	115	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30						
			1- GENERADOR TRANSFORMADOR 80 MVA	.55	.55	1- GENERADOR TRANSFORMADOR 80 MVA	.55	.55	1- GENERADOR TRANSFORMADOR 80 MVA	.55	.55
			1 - CELDA TERMINAL	.3	.30	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30
						2- GENERADOR TRANSFORMADORES 85 MVA	.58	1.16			
5 DE NOVIEMBRE	B + T	115				4 - CELDAS TERMINAL	.3	1.20			
						1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70	1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70
						1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20	1- GENERADOR TRANSFORMADOR 115 MVA	.95	.95
						1- GENERADOR TRANSFORMADOR 115 MVA	.65	.65			
ACAJUTLA	1 1/2	230	1-AUTO TRANSFORMADOR 120 MVA	.87	.87	1-AUTO TRANSFORMADOR 120 MVA	.87	.87			
			1 - CELDA TERMINAL	.3	.30	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30			
ZAPOTILLO	B + T	115							4 - CELDAS TERMINAL	.3	1.20
									2- GENERADOR TRANSFORMADORES 75 MVA	.84	1.70

/(continúa)

Cuadro 2 (Conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986				AÑO 1989				AÑO 1994			
			EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶				
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL			
TECOLUCA	S + T	119												
		89												
USULUTAN		88				1-CONDENSADOR SHUNT 5 MVAR	.07	.07						
SAN ANTONIO ABAD		88	1-CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	.11	.11									
<u>TOTAL</u>					<u>16.32</u>			<u>18.83</u>					<u>24.84</u>	
<u>TOTAL GRANDE</u>													<u>58.19</u>	
a/ Costo total menos los intereses durante la construcción.														

III-305

/Cuadro 3

HONDURAS: PROGRAMA DE SUBESTACIONES

HOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994					
			COSTO EN \$ x 10 ⁶		COSTO EN \$ x 10 ⁶		COSTO EN \$ x 10 ⁶					
			EQUIPO	UNITARIO	TOTAL	EQUIPO	UNITARIO	TOTAL	EQUIPO	UNITARIO	TOTAL	
PROGRESO	M+T	138	3 - CELDAS TERMINAL	.3	.80	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30	
			2-2 CELDAS TERMINAL	1.7	3.40							
			2- AUTOTRANSFORMADOR 100 MVA	.8	1.60							
EL CAJON	1 1/2	230	3-2 CELDAS TERMINAL	1.7	5.10	1-1 CELDA TERMINAL	.7	0.70				
			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.2							
			3- GENERADOR TRANSFORMADORES 100 MVA	2.4		1- GENERADOR TRANSFORMADOR 100 MVA	.8	0.80				
SANTA FE	1 1/2	138	1-2 CELDAS TERMINAL	1.7	1.7	1-1 CELDA TERMINAL	.7	.70	1-2 CELDAS TERMINAL	1.7	1.70	
			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.2							
			1- AUTO TRANSFORMADORES 100 MVA	.8	.8	1- AUTO TRANSFORMADOR 100 MVA	.8	.80				
SANTIAPEL	M+T	69	2 - CELDAS TERMINAL	.3	.80	1- CELDA TERMINAL	.3	.30				
						1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.090	.090				
SUVAPA	M+T	138	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30				3-2 CELDAS TERMINAL	1.7	5.10	
									4- GENERADOR TRANSFORMADORES 88 MVA	.725	2.90	
									1 - CELDA TERMINAL	.30	.30	
LA PUERTA	M+T	69	1 - CELDA TERMINAL	.3	.30	1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.09	.090				
CELBA	M+T	138				1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.09	.09	1- CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	.11	.11	
TELA	M+T	138				1- CELDA TERMINAL	.3	.30				
						2- CELDAS TERMINAL	.3	.60				
CENTRO	M+T	69				1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.09	.09	1- CELDA TERMINAL	.3	.30	
BERMEJO	M+T	138				1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.09	.09	1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.09	.09	
	M+T	69				1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.09	.09	2 - CELDAS TERMINAL	.3	.60	

111-006

Cuadro 3 (Conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994		
			EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶ UNITARIO TOTAL	EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶ UNITARIO TOTAL	EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶ UNITARIO TOTAL	
PAVANA	B + T	130					1 - CELDA TERMINAL 1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR 2-2 CELDAS TERMINAL	.3 .09 1.7	.30 .09 3.40
P. ABARILLAS	1 1/2	230							
<u>TOTAL</u>				<u>19.95</u>					<u>15.28</u>
<u>TOTAL GRANDE</u>									<u>39.73</u>
a/ Costo total menos intereses durante la construcción.									

Cuadro 4

NICARAGUA: PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1984		
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO		
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	
EL VIEJO	M + T	138	2-CELDA TERMINAL	.3	.60				
			1-GENERADOR TRANSFORMADOR 80 MVA	.54	.54				
LOS BRASILES	M + T	230	1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.2	1-1 CELDA TERMINAL	7.0	7.0	1.2
						2-CELDA TERMINAL	.6	.6	
						1-AUTO TRANSFORMADOR 75 MVA	.83	.83	
BASAYA	M + T	138	3-CELDA TERMINAL	.3	.80	4-CELDA TERMINAL			.3
			2-GENERADOR TRANSFORMADOR 60 MVA	.54	1.08				
			1-AUTO TRANSFORMADOR 100 MVA	1.15	1.15				
			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.2	1-1 CELDA TERMINAL	0.1	0.10	2-2 CELDA TERMINAL
LEON	M + T	138	2-CELDA TERMINAL	.3	.80				
			1-AUTO TRANSFORMADOR 75 MVA	.83	.83				
			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20				
			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20				
			1-GENERADOR TRANSFORMADOR 60 MVA	.54	.54				
P. SONOZA	M + T	230	2-CELDA TERMINAL	.3	.80	2-CELDA TERMINAL			.3
			1-AUTO TRANSFORMADOR 75 MVA	.83	.83	1-AUTO TRANSFORMADOR 75 MVA			.63
			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20	1-1 CELDA TERMINAL			.1
			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20	1-1 CELDA TERMINAL			.7
			1-GENERADOR TRANSFORMADOR 60 MVA	.54	.54	1-GENERADOR TRANSFORMADOR 60 MVA			.54
						0-CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR			0-CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR

Cuadro 4 (Conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1988		AÑO 1989		AÑO 1994			
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO			
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL		
MOTOMBO	M + T	138	.30	.30	3-CELLOS TERMINAL 2-GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	.30	.30	3- CELLOS TERMINAL 2- GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	.30	.30
MANAGUA		88			2- CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	.11	.22			
TIPITAPA	M + T	138						3-CELLOS TERMINAL	.30	.30
SUR	D + T	130						1-CELLO TERMINAL	.30	.30
ORITO	1 1/2	230			2-2 CELLOS TERMINAL 3-GENERADOR TRANSFORMADORES 85 MVA	1.70	3.40			
COPALAR	1 1/2	345						3-2 CELLOS TERMINAL 4-GENERADOR TRANSFORMADORES 75 MVA	2.30	6.90
TOTAL				<u>11.78</u>			<u>8.53</u>			<u>21.52</u>
TOTAL GRANDE										<u>52.84</u>

a/ Costo total menos intereses durante la construcción.

Cuadro 5

COSTA RICA: PROGRAMA DE SUBESTACIONES a/

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUERA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994			
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO			
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL		
ANGOSTURA	R + T	138			9 - CELDAS TERMINAL	.3	2.4			
					3 - GENERADOR TRANSFORMADORES 80 MVA	.54	1.62			
STATION A	R + T	138						9 - CELDAS TERMINAL	.3	2.40
	1 1/2	345						2 - AUTO TRANSFORMADORES 300 MVA	2.0	4.00
LA CAJA	R + T	138						2-2 CELDAS TERMINAL	2.3	4.60
								2 - CELDAS TERMINAL	.3	.60
CONGRUAS	1 1/2	345						2-2 CELDAS TERMINAL	2.3	2.30
								1-1 CELDA TERMINAL	1.8	1.8
								1 - AUTO TRANSFORMADORES 300 MVA	2.0	2.0
	R + T	138						1 - CELDAS TERMINAL	.3	.30
BORUCA	1 1/2	345						2-2 CELDAS TERMINAL	2.3	4.60
								2 - GENERADOR TRANSFORMADORES 200 MVA	1.8	2.0
LIBERIA	1 1/2	230	1-1 CELDA TERMINAL	1.20	1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70	1-1 CELDA TERMINAL	.7	.70
			1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	.36	1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	.36	.36	1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	.36	.36
GARRITAS (VENTANAS)	R + T	120	2 - CELDAS TERMINAL	.60						
			2 - GENERADOR TRANSFORMADORES 47 MVA	.96						

Cuadro 5 (Conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1984			
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO			
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL		
CAJAS	1 1/2	230	1-1 CELDA TERMINAL	1.20	1-2 CELDA TERMINAL	1.70				
			1- AUTO TRANSFORMADOR 40 MVA	.38	1- AUTO TRANSFORMADOR 40 MVA	.38				
			1 - CELDA TERMINAL	.30	1 - CELDA TERMINAL	.30				
ALAJUELTA		88			1- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	1- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13		
DESAMPARADOS		88			1- CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	.11	1- CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	.11		
SABANILLA		88			1- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	1- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13		
HEREDIA		88			1- CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR		1- CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	.11		
ALAJUELA		88			1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR		1- CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	.09		
TOTAL			5.00		8.83		22.22		27.69	
TOTAL GRANDE										41.46
g/ Costo total menos intereses durante la construcción.										

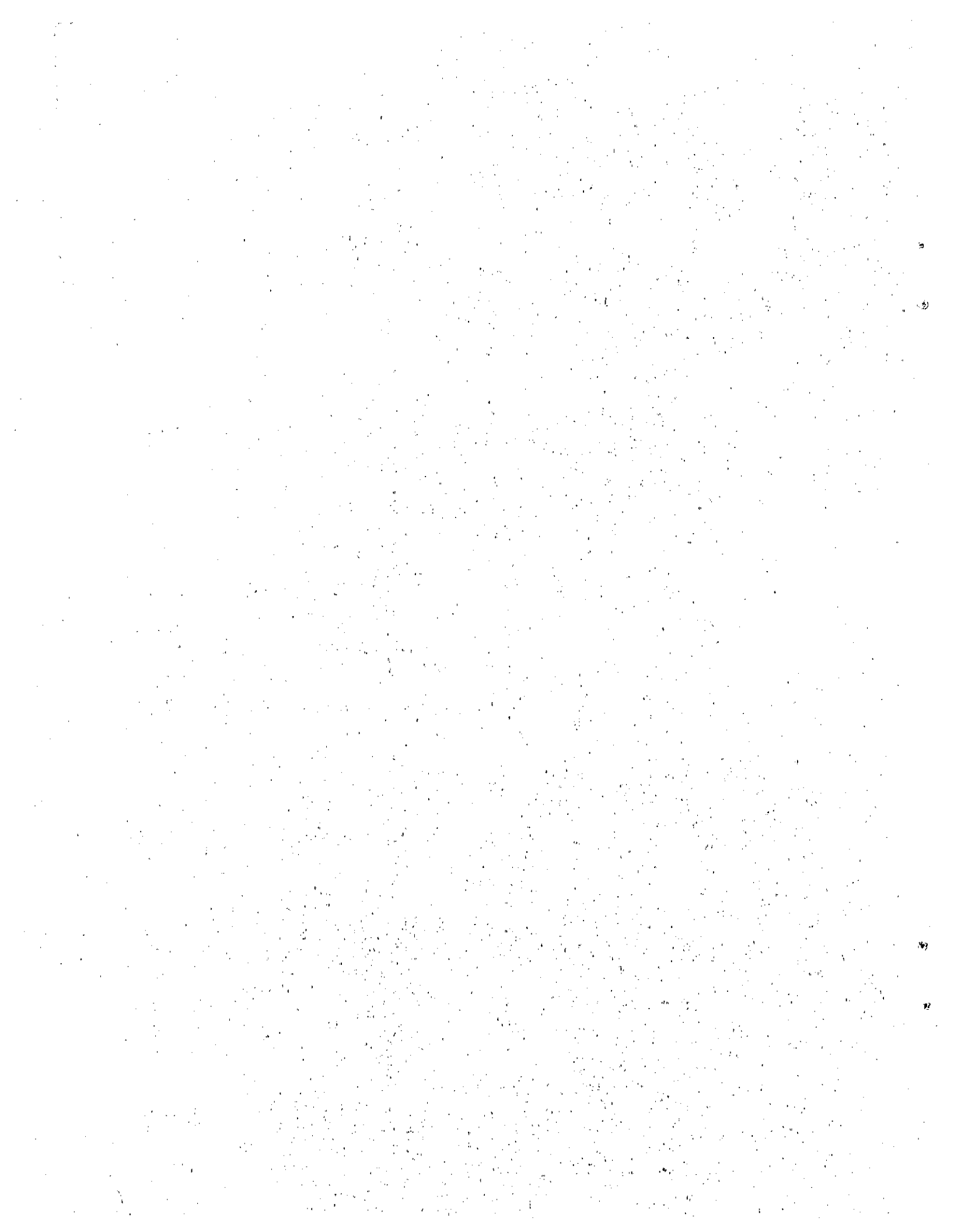
Quadro 6

PANAMA: PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	ANO 1986		ANO 1989		ANO 1994			
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO			
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL		
PANAMA	1 1/2	500			2-2 CELDAS TERMINAL	3.2	6.40	1-1 CELDA TERMINAL	2.2	2.20
					2- AUTO TRANSFORMADORES 500 MVA	3.5	7.00	1- AUTO TRANSFORMADOR 500 MVA	3.5	3.50
DIVISA	1 1/2	500			2- REACTORES SHUNT 120 MVA	1.03	2.06			
					3 - CELDAS TERMINAL	.9	.9	1- CELDA TERMINAL	.3	.3
				11	.60				4- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.11
BAHIA LAS BIRAS	1 1/2	230			3-2 CELDAS TERMINAL	3.2	6.60			
					1- AUTO TRANSFORMADOR 175 MVA	1.33	1.33			
					1- AUTO TRANSFORMADOR 10 MVA	.75	.75			
					4- REACTORES SHUNT 120 MVAR	1.03	4.12			
BAHIA LAS BIRAS	1 1/2	115			1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20			
					1- CELDA TERMINAL	.9	.30			
					1- CELDA TERMINAL	.3	.30			
BAHIA LAS BIRAS	1 1/2	115			1- GENERADOR TRANSFORMADOR 110 MVA	.63	.63			
					2-2 CELDAS TERMINAL	3.2	6.4			
					1-1 CELDA TERMINAL	2.2	2.20			
					1- AUTO TRANSFORMADOR 100 MVA	.93	.93			
BAHIA LAS BIRAS	1 1/2	230			2- REACTORES SHUNT 120 MVAR	1.03	2.06			
					1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20			
MINAS DE COBRE	1 1/2	230			1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70			
					1- CELDA TERMINAL	.30	.30			
CACERES	1 1/2	115			1- CELDA TERMINAL	.30	.30			

Guadro 6 (conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1988		AÑO 1984				
			EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶	
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL
N1-1 (CHANGUINOLA)	1 1/2	500			2-2 CELDAS TERMINAL 500 MVA	3.2	6.40	1-1 CELDA TERMINAL	2.2	2.20	
					2- AUTO TRANSFORMADORES 500 MVA	3.5	10.50	1- AUTO TRANSFORMADOR 300 MVA	3.5	3.50	
D2-2 (CHANGUINOLA)	1 1/2	230			2- REACTORES SHUNT 120 MVAR	1.03	2.06	2-2 CELDA TERMINAL	1.7	3.40	
					2-2 CELDAS TERMINAL	1.7	3.40	3- GENERADOR TRANSFORMADORES 110 MVA	.83	2.49	
D2-2 (TERIBO)	1 1/2	230			3-2 CELDAS TERMINAL	1.7	5.10				
					2- GENERADOR TRANSFORMADORES 110 MVA	.83	1.88				
SAN FELIX	1 1/2	230			2-2 CELDAS TERMINAL	1.7	3.40				
					1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20				
					3- GENERADOR TRANSFORMADORES 110 MVA	.83	2.40				
					1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70				
<u>TOTAL</u>							<u>87.46</u>			<u>18.03</u>	
<u>TOTAL GRANDE</u>										<u>108.15</u>	
a/ Costo total menos intereses durante la construcción.											



2. Integrado A



Cuadro 7. (Conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986				AÑO 1989				AÑO 1994			
			EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶				
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL			
LIBERIA	C	1½	230							1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20		
CANAS	C	1½	230							1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20		
MASAYA	N	1½	230							1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20		
DRITO	N	1½	230							1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70		
LEON	N	1½	230	1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.2								
EL VIEJO	M		66	1-CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	.13				1-CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	.13	.13		
PAVANA	N	1½	230	2-2 CELDAS TERMINAL	1.2	3.60	1-1 CELDA TERMINAL	.7	0.70	1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.7		
				1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20	1-AUTO TRANSFORMADOR 50 MVA	0.48	0.48	1-SINCROS CONDENSADOR 30 MVAR	1.5	1.5		
				1-AUTO TRANSFORMADOR 50 MVA	.48	.48								
				1-SINCROS CONDENSADOR 30 MVAR	1.5	1.50								
	M + T		138	1-1 CELDA TERMINAL	.30	.30	1-1 TERMINAL	.2	.30					
SANTA FE	N	1½	230	1-1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20								
SAN LORENZO	E	1½	230	2-2 CELDAS TERMINAL	1.7	3.4				1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.7		
				2-AUTO TRANSFORMADOR 50 MVA	.48	.86				1-AUTO TRANSFORMADOR 50 MVA	.48	.48		
	M + T			2-1 CELDA TERMINAL	.9	.80				1-1 CELDA TERMINAL	0.3	0.3		
NUEVO RUSCATLAN (SANTATECIA)	E	1½	230	1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70	1-1 CELDA TERMINAL *	-0.5	.50					
SONSONATE	E	1½	230	1-2 CELDA TERMINAL	1.7	1.70	1-2 CELDA TERMINAL *	-1.7	-1.7					
AHUACHAPAN	E	1½	230	1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20	1-1 CELDA TERMINAL *	-0.7	-0.70					
GUATE-ESTE	B	1½	230	1-1 CELDA TERMINAL	1.2	1.20								
TOTAL						39.13								18.06
TOTAL GRANDE														46.88

* COSTO DE EQUIPO EN DESARROLLO AISLADO PERO REQUISITO EN 1986 POR DESARROLLO PARA INTEGRADO 'A'

a/ Costo total menos los intereses durante la construcción.

3. Integrado B



Quadro 8

GUATEMALA: INTEGRADO B. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994			
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO			
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL		
EL ARCO	BGT	138	5 - CELDAS TERMINAL	0.30	1.50					
			2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 50 MVA	0.46	0.96					
XALALA	BGT	230	8 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	1.00			3 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	
			2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40	2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.70	0.70	2 - AUTOTRANSFORMADOR 100 MVA	0.00
TZUCARCA	BGT	138	3 - AUTOTRANSFORMADORES 100 MVA	0.80	2.40	4 - GENERADOR TRANSFORMADORES 100 MVA	0.80	3.20		
			7 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	2.10					
QUIXAL	1XCB	230	2 - GENERADOR TRANSFORMADORES 50 MVA	0.48	0.96					
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70		
TACTIC	1XCB	230				3 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	5.10		
						2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40		
GUATE NORTE	1XCB	69	1 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.13	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13
GUATE ESTE	1XCB	230	1 - CONDENSADOR SHUNT	0.13	0.13	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13
EL ESTOR	1XCB	230				1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20		
						1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70		
CHICOC	1XCB	230				3 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	5.10		
						1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20		
						4 - GENERADOR TRANSFORMADORES 60 MVA	0.52	2.08		

Cuadro 9

EL SALVADOR: INTEGRADO B. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	ANO 1986		ANO 1989		ANO 1994				
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO				
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL			
AHUACHAPAN	BBT 1xGB	115 230	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30						
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40	3 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	5.10
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 40 MVA	0.38	0.76	6 - GENERADOR TRANSFORMADOR 40 MVA	0.38	2.28
SONSONATE	BBT 1xGB	115 230	1 - AUTOTRANSFORMADOR 120 MVA	0.86	0.86						
			1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 40 MVA	0.38	0.38						
			1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30						
NUEVO CUSCATLAN	BBT 1xGB	115 230	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.20	1.20						
			1 - 1 CELDA TERMINAL	0.88	0.88	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30			
SAN LORENZO	BBT 1xGB	115 230	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	0.11	0.11
			1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09						
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70
EL TIGRE	BBT 1xGB	115 230	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - AUTOTRANSFORMADOR 150 MVA	0.96	0.96			
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 150 MVAR	0.96	0.96						
			3 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.90						
SOYAPANGO	BBT 1xGB	115 230	2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40				1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20
			2 - AUTOTRANSFORMADORES 50 MVA	0.46	0.96						
SOYAPANGO	BBT 1xGB	115 230							4 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	6.00
									4 - GENERADOR TRANSFORMADOR 150 MVA	0.96	3.84
									2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40
								1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	
								3 - AUTOTRANSFORMADORES 100 MVA	0.80	2.40	

Quadro 10

HONDURAS: INTEGRADO B. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994			
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO			
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL		
PATANA	BET	138	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30
	1XCB	230	1.70	5.10	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40
			0.48	0.48	1- AUTOTRANSFORMADOR 50 MVA	0.48	0.48	1- AUTOTRANSFORMADOR 50 MVA	0.48	0.48
			2.50	2.50	1- CONDENSADOR SINC. 50 MVAR	2.50	2.50	1- CONDENSADOR SINC. 50 MVAR	2.50	2.50
SANTE FE		68						1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09
	BET	69	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30			
PROGRESO	1XCB	230	1.70	5.10	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20			
			0.80	0.80	1- AUTOTRANSFORMADOR 100 MVA	0.80	0.80			
	BET	69	0.30	0.30	1 - CELDAS TERMINAL	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30
EL CAJON	1XCB	238	1.70	3.40	1 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70			
			0.80	1.80	2- AUTOTRANSFORMADORES 100 MVA	0.80	1.80			
LA PUERTA	1XCB	230	1.70	6.80	4 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	6.80			
			0.73	1.46	4- GENERADOR TRANSFORMADOR 98 MVA	0.73	1.46			
SUYATA	BET	138	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09
			0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30			
TELA	BET	130			2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.90			
					1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30			
BERREJO	BET	138			1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09	2 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.60
					1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09	1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09
CENTRO	BET	138						1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30
					1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09	1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09

Cuadro 12

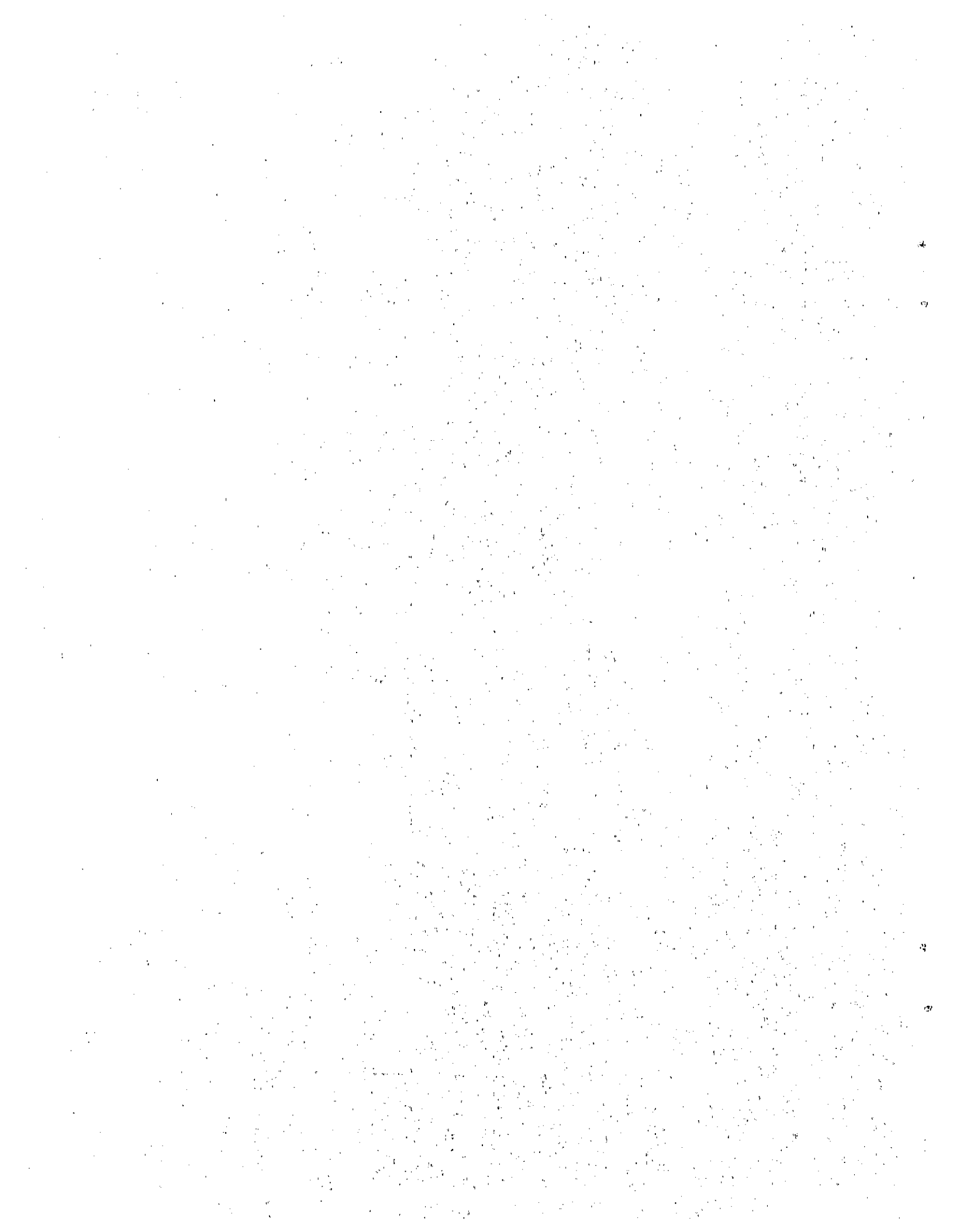
COSTA RICA: INTEGRADO B. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTORES	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1988		AÑO 1989		AÑO 1994					
			EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL	
RIO MACHO	1x3B	230	1 - CELDA TERMINAL	0.30	0.30							
			1 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70							
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 180 MVA	1.15	1.15							
SAN ISIDRO	1x3B	230	1 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70							
BORUCA	1x3B	230	2 - 2 CELDAS TERMINAL			2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40	1 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70	
			1 - 1 CELDA TERMINAL			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 280 MVA	1.70	1.70	
			2 - AUTOTRANSFORMADORES 150 MVA			2 - AUTOTRANSFORMADORES 150 MVA	1.20	2.40	1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 75 MVA	0.63	0.63	
LIBERIA	1x3B	230	3 - 2 CELDAS TERMINAL			3 - 2 CELDAS TERMINAL	3.20	9.80				
			2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 280 MVA			2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 280 MVA	2.05	4.10				
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.70	0.70	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	
CARAS	1x3B	230	1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	0.36	0.36	1 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70	1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	0.36	0.36	
			1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	0.36	0.36				
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30				
CORBICI	1x3B	230	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	
			1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.70	0.70				
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 40 MVA	0.36	0.36	1 - AUTOTRANSFORMADOR 40 MVA	0.36	0.36				
STATION A	1x3B	230	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20				
			3 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	5.10	1 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	2.10	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	
			2 - AUTOTRANSFORMADORES 180 MVA	1.16	2.32	2 - AUTOTRANSFORMADORES 180 MVA	1.16	2.32	1 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70	

Cuadro 13

PANAMA: INTEGRADO B. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1988		AÑO 1984		COSTO EN \$ x 10 ³		
			EQUIPO		EQUIPO		EQUIPO REQUISIDO		TOTAL		
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	
DAVID	1408	500	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20
			2- CONDENSADORES SHUNT 120 MVAR	1.03	2.06	1 - 1 CELDA TERMINAL	2.20	2.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	2.20	1 - 1 CELDA TERMINAL
DIVISA	1408	230	1- AUTOTRANSFORMADOR 100 MVA	0.94	0.94	1- AUTOTRANSFORMADOR 100 MVA	0.94	0.94	1- AUTOTRANSFORMADOR 175 MVA	0.94	0.94
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.70	1 - 1 CELDA TERMINAL
PANAMA	1408	500	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20			
			2- CONDENSADORES SHUNT 120 MVAR	1.03	2.06	1 - 1 CELDA TERMINAL	2.20	2.20			
CACERES	507	115	1- CONDENSADOR SHUNT 120 MVAR	1.03	1.03	1- CONDENSADOR SHUNT 120 MVAR	1.03	1.03			
			2- TRANSFORMADORES 500 MVA	3.44	6.88	2- TRANSFORMADORES 500 MVA	3.44	6.88			
MINAS DE COBRE	1408	230	4 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	1.20	4 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30
			5- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.78						4- CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR
SAN FELIX	1408	230	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30			
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70			
TERIPE (C2-2)	1408	230	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70			
										2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70
									2- GENERADOR TRANSFORMADORES 80 MVA	0.77	1.54
TOTAL				14.53	35.27					17.54	52.77
TOTAL GRANDE											67.84



4. Integrado C



Cuadro 14

GUATEMALA: INTEGRADO C. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986			AÑO 1989			AÑO 1994		
			EQUIPO REQUISIDO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO REQUISIDO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO REQUISIDO	COSTO EN \$ x 10 ⁶	
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL
EL ARCO	M & T	138	4 - CELDAS TERMINAL	0.30	1.20				2 - CELDAS TERMINAL	0.30	0.60
			2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 50 MVA	0.48	0.96						
	M & T	138	4 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	1.20				1 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.30
XALALA	1½ CB	230	2 - CELDAS TERMINAL	1.70	3.40				3 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	5.10
			2 - AUTOTRANSFORMADORES 100 MVA	0.80	1.60				1 - AUTOTRANSFORMADOR 100 MVA	0.80	0.80
									4 - GENERADOR TRANSFORMADOR 100 MVA	0.80	3.20
TZUCANCA	M & T	138							6 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	1.80
									2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 50 MVA	0.48	0.96
QUIXAL	1½ CB	230	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20
TACTIC	1½ CB	230				2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20
GUATE NORTE	1½ CB	230				1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.70	0.70
						1 - CELDA TERMINAL	1.20	1.20			
		69	1 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.13				1 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.13
GUATE ESTE	1½ CB	230				1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70			
		69	1 - CONDENSADOR SHUNT	0.13	0.13				1 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.13
EL ESTOR	1½ CB	230	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70						
SEMUC	1½ CB	230							2 - CELDAS TERMINAL	1.70	3.40
									4 - GENERADOR TRANSFORMADOR 35 MVA	0.33	1.32

- 11-335 -

Cuadro 15

EL SALVADOR: INTEGRADO C. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994					
			COSTO EN \$ x 10 ⁶		COSTO EN \$ x 10 ⁶		COSTO EN \$ x 10 ⁶					
			EQUIPO REQUISITO	UNITARIO	TOTAL	EQUIPO REQUISITO	UNITARIO	TOTAL	EQUIPO REQUISITO	UNITARIO	TOTAL	
AHUACHAPAN	B & T 1 1/2 CB	115	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	2 - 2 CELDAS TERMINAL 2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 40 MVA	1.70	1.70	3 - 2 CELDAS TERMINAL 6 - GENERADOR TRANSFORMADOR 40 MVA	1.70	1.70	5.10
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70		0.38	0.38				
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20		0.38	0.38				
SONSONATE	B & T 1 1/2 CB	115	1 - AUTOTRANSFORMADOR 120 MVA	0.08	0.08	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70				
			1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 40 MVA	0.38	0.38							
			1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30							
		230	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70		1.70	1.70				
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20							
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 120 MVA	0.08	0.08							
NUEVO CUSCATLAN	B & T 1 1/2 CB	115	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 2 CELDAS TERMINAL 1 - 2 CELDA TERMINAL 1 - 1 CELDA TERMINAL 1 - AUTOTRANSFORMADOR 150 MVA	0.30	0.30				
			69	1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09		0.09					
		230	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70		1.70	1.70				
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 150 MVA	0.96	0.96		1.70	1.70				
			1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30		0.96	0.96				
SAN LORENZO	B & T 1 1/2 CB	115	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	4 - 2 CELDAS TERMINAL 4 - GENERADOR TRANSFORMADOR 150 MVA	1.70	1.70	1.70	1.70	6.00	
			230				0.96	0.96				0.96
EL TIGRE	B & T 1 1/2 CB	115	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	4 - 2 CELDAS TERMINAL 4 - GENERADOR TRANSFORMADOR 150 MVA	1.70	1.70	1.70	1.70	6.00	
			230				0.96	0.96				0.96

Cuadro 15 (Continuación)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV.)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994	
			EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO	
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL
SOTAPANGO	1 1/2 CB	230						
SAN MIGUEL	M & T	115						
SAN RAFAEL DEBROS	M & T	115						
SAN MARTIN	M & T	115						
ECOLUCA	M & T	115						
JOLUTAN	M & T	69						
SAN ANTONIO ABAD	M & T	69						

Cuadro 16
HONDURAS: INTEGRADO G. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	TIPO DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	ANO 1986		ANO 1989		ANO 1994			
			COSTO EN S x 10 ⁶		EQUIPO REQUISITO		COSTO EN S x 10 ⁶		EQUIPO REQUISITO	
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL
PARRAMA	M & T 1 1/2 CB	138 230	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30
			1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	0.70	0.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70
SANTA FE	M & T 1 1/2 CB	69	1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20
			0.48	0.48	1 - AUTOTRANSFORMADOR 50 MVA	0.48	0.48	1 - AUTOTRANSFORMADOR 50 MVA	0.48	0.48
			2.50	2.50	1 - CONDENSADOR SYNC. 50 MVAR	2.50	2.50	1 - CONDENSADOR SYNC. 50 MVAR	2.50	2.50
PROGRESO	M & T 1 1/2 CB	69	0.80	0.80	1 - AUTOTRANSFORMADOR 100 MVA	0.80	0.80	1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09
			0.30	0.30	2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.30			
			1.70	3.40	2 - 2 CELDAS TERMINAL	0.70	0.70			
			1.20	1.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.80	0.80			
EL CAJON	M & T 1 1/2 CB	230	0.80	0.80	1 - AUTOTRANSFORMADOR 100 MVA	0.80	0.80			
			0.30	0.30	3 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.70	0.70
			1.70	5.10	3 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70			
			0.80	1.80	2 - AUTOTRANSFORMADOR 50 MVA	0.80	0.80			
LA PUERTA	M & T 1 1/2 CB	138	1.70	6.80	4 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70			
			0.73	2.82	4 - GENERADOR TRANSFORMADORES 80 MVA	0.73	0.73			
SUTAPA	M & T	69	0.30	0.30	1 - CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - CONDENSADOR SHUNT 15 MVAR	0.11	0.11
			0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09

Cuadro 16 (Conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE DESCRIPCION	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1988		AÑO 1989		AÑO 1994	
			EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO	
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL
TELA	H & T	138		2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.60		
CELDA	H & T	138		1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30		
BERREJU	H & T	138		1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09	2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30
		69					1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09
CENTRO	H & T	138		1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09	0.09	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30
		69					1 - CONDENSADOR SHUNT 10 MVAR	0.09
TOTAL			30.10			7.34		7.76
TOTAL GRANDE								45.2

Cuadro 17

NICARAGUA: INTEGRADO C. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994			
			EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO			
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL		
MOTONORO	M & T	138	1 - TRANSFORMADOR 37.5 MVA	0.32	0.32	1 - TRANSFORMADOR 37.5 MVA	0.32	0.32	0.96	
			2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.60	1 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.30	0.30	1.20
			2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.60					0.60
			1 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	1.70	1 - 1 CELDAS TERMINAL	1.20	1.20	1.20	1.20
LEON	M & T	230	1 - AUTOTRANSFORMADOR 75 MVA	0.63	0.63	1 - AUTOTRANSFORMADOR 75 MVA	3.63	3.63	0.63	
			2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.60					
			1 - 1 CELDAS TERMINAL	1.25	1.25					
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 75 MVA	0.33	0.63	4 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	1.20		0.13
LOS BRASILES	M & T	138	2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.60					
			1 - 1 CELDAS TERMINAL	1.25	1.25					
			2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.60					
			2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.13	0.26					
MAGUA	M & T	138	2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.60					
			2 - CONDENSADOR SHUNT 26 MVAR	0.13	0.26					
			2 - 2 CELDAS TERMINAL	1.70	3.40					
			2 - AUTOTRANSFORMADOR 180 MVA	1.15	2.30					
MAGUA	M & T	138	1 - 1 CELDAS TERMINAL	1.60	1.60	1 - 1 CELDAS TERMINAL	1.60	1.60	0.50	
			1 - 2 CELDAS TERMINAL	2.30	4.60	1 - REACTOR SHUNT 40 MVAR	2.30	2.30	0.46	0.46
			1 - CONDENSADOR SINCRONOS 50 MVAR	2.50	2.50	1 - CONDENSADOR SINCRONOS	2.50	2.50	2.50	2.50
			2 - AUTOTRANSFORMADORES 180 MVA	1.25	2.50					
EL VIEJO	M & T	138	1 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.30	1 - REACTOR SHUNT 40 MVAR	0.46	0.46		
			1 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.13	2 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.26	0.13	0.26

Cuadro 13

COSTA RICA: INTEGRADO C. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	ANO 1986		ANO 1989		ANO 1994			
			EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO			
			COSTO EN \$ x 10 ⁶	TOTAL	COSTO EN \$ x 10 ⁶	TOTAL	COSTO EN \$ x 10 ⁶	TOTAL		
RIO MACHO	M & T 1 1/2 CB	138 230	1 - CELDA TERMINAL	0.30	0.30					
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70					
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 160 MVA	1.15	1.15					
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70					
BORUCA	1 1/2 CB 1 1/2 CB	230 345	3 - 2 CELDAS TERMINAL			2.30	2.30			
			1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 75 MVA			0.73	0.73			
			1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 260 MVA			1.95	1.95			
			2 - AUTOTRANSFORMADORES 260 MVA			2.20	4.60			
LIBERIA	1 1/2 CB	500	3 - 2 CELDAS TERMINAL			3.30	3.30			
			2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 260 MVA			2.05	4.19			
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20					
			1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA	0.36	0.36					
CAJAS	M & T 1 1/2 CB	138 230	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30					
			1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20					
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 40 MVA	0.38	0.38					
			1 - GENERADOR TRANSFORMADOR 37.5 MVA			0.36	0.36			
ESTACION A	M & T 1 1/2 CB	138 345	1 - 1 CELDA TERMINAL			0.30	0.30			
			1 - 1 CELDA TERMINAL			0.78	0.78			
			1 - AUTOTRANSFORMADOR 40 MVA			0.38	0.38			
			6 - 1 CELDAS TERMINAL			0.30	1.80			
			2 - 2 CELDAS TERMINAL			2.30	4.60			
								1 - 1 CELDA TERMINAL	0.90	0.90

Cuadro 18 (Conclusión)

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986			AÑO 1989			AÑO 1994		
			EQUIPO REQUISIDO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO REQUISIDO	COSTO EN \$ x 10 ⁶		EQUIPO REQUISIDO	COSTO EN \$ x 10 ⁶	
				UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL		UNITARIO	TOTAL
PALOMO	M & T	138	2 - GENERADOR TRANSFORMADOR 24 MVA	0.24	0.48						
			2 - 1 CELDAS TERMINAL	0.3	0.6						
CORDOBA	1½ CB	345	2 - 2 CELDAS TERMINAL			2.30	4.60	1 - 2 CELDA TERMINAL	2.30	2.30	
			2 - AUTO TRANSFORMADOR 300 MVA			1.65	3.30	2 - REACTORES SHUNT 40 MVA	0.48	0.92	
	1½ CB	230	2 - REACTORES SHUNT 40 MVA	0.40	0.92	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70			
TOTAL							67.73				3.04
TOTAL GRANDE											1.30

Cuadro 19

PANAMA: INTEGRADO C. PROGRAMA DE SUBESTACIONES

NOMBRE DE SUBESTACION	ESQUEMA DE INTERRUPTOR	NIVEL DE TENSION (KV)	AÑO 1986		AÑO 1989		AÑO 1994				
			EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO		EQUIPO REQUISITO				
			UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL	UNITARIO	TOTAL			
			COSTO EN \$ x 10 ⁵		COSTO EN \$ x 10 ⁵		COSTO EN \$ x 10 ⁵				
DAVID	1 1/2 CB	500	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20	3 - 2 CELDAS TERMINAL	3.20	9.60	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20
			2 - REACTORES SHUNT 120 MVAR	1.03	2.06	1 - REACTOR SHUNT 120 MVA	1.03	1.03	1 - AUTOTRANSFORMADOR 175 MVA	0.94	0.94
DIVISA	1 1/2 CB	500	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20	2 - 2 CELDAS TERMINAL	3.20	6.40			
			2 - REACTORES SHUNT 120 MVAR	1.03	2.06	1 - 1 CELDA TERMINAL	2.20	2.20			
PABANA	1 1/2 CB	230				2 - REACTORES SHUNT 120 MVA	1.00	2.00			
						1 - AUTOTRANSFORMADOR 175 MVA	1.33	1.33			
						1 - 1 CELDA TERMINAL	1.20	1.20			
CACERES	Ø & T	115	1 - 1 CELDA TERMINAL	2.20	2.20	1 - 1 CELDA TERMINAL	1.30	1.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	2.79	2.79
			1 - REACTOR SHUNT 120 MVAR	1.03	1.03	1 - 2 CELDA TERMINAL	3.20	3.20	1 - TRANSFORMADOR 500 MVA	2.44	2.44
			1 - CONDENSADOR SINCRONOS 50 MVAR	2.50	2.50	1 - REACTOR SHUNT 120 MVAR	1.03	1.03	1 - CONDENSADOR SINCRONOS 50 MVAR	2.50	2.50
MINAS DE COBRE	1 1/2 CB	230	6 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.78	3 - 1 CELDAS TERMINAL	0.30	0.90	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30
			1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	1 - 1 CELDA TERMINAL	0.30	0.30	4 - CONDENSADOR SHUNT 20 MVAR	0.13	0.52
			1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70	1 - 2 CELDA TERMINAL	1.70	1.70			

Anexo XIII

RESULTADOS DE LA REPARTICION DE BENEFICIOS EN EL INTEGRADO A

Se presenta un ejemplo típico de la repartición de beneficios entre los países participantes en la alternativa A de interconexión, que corresponde al año de 1986 y comprende los cuatro trimestres bajo cada una de las tres condiciones hidrológicas consideradas.



ISTMO CENTROAMERICANO: INTEGRADO A. RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA

ANO 1986 PERIODO 1

PAISES	ANO 1986 PERIODO 1					TOTAL	COND. HIDROLOG. 1
	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA		
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	48.0	197.3	3.9	116.0	0.0	365.2
ENERG RECIBIDA POR PNA. DESDE:	0.0	54.2	197.3	3.9	116.0	0.0	371.4
TOTAL EXPORTACIONES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	365.2	371.2
TOTAL IMPORTACIONES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12231.2	12231.2
COSTO ALTER D IMPRTS MILES DLRS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12231.2	12231.2
COSTO ALTER D EXPORTS MILES DLRS	0.0	2087.3	4386.6	1588.3	1641.9	0.0	9704.0
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	-119.0	-380.9	1110.4	-728.9	1122.1	1382.6	2466.3
EGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	119.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10840.6	10967.6
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	0.0	1786.3	5496.5	889.4	2764.0	0.0	10906.6

PAISES	ANO 1986 PERIODO 2					TOTAL	COND. HIDROLOG. 2
	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA		
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	50.5	177.6	82.5	0.0	0.0	0.0	310.5
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR PNA. DESDE:	0.0	0.0	170.4	0.0	160.7	0.0	331.1
TOTAL EXPORTACIONES	50.5	177.6	252.9	0.0	160.7	0.0	641.7
TOTAL IMPORTACIONES	0.0	0.0	0.0	310.5	0.0	231.1	641.7
COSTO ALTER D IMPRTS MILES DLRS	0.0	0.0	0.0	8371.4	0.0	10987.6	19379.1
COSTO ALTER D EXPORTS MILES DLRS	46.9	240.8	4822.4	0.0	1619.4	0.0	6739.4
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	658.8	2279.1	1530.7	3245.8	1856.3	3089.1	12649.7
EGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	0.0	0.0	0.0	5135.7	0.0	7928.6	13064.2
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	705.7	2519.8	6353.1	0.0	3475.6	0.0	13054.2

PAISES	ANO 1986 PERIODO 3					TOTAL	COND. HIDROLOG. 3
	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA		
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	236.5	206.6	7.5	0.0	0.0	0.0	450.6
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR PNA. DESDE:	0.0	0.0	97.2	0.0	172.7	0.0	269.9
TOTAL EXPORTACIONES	236.5	206.6	104.7	0.0	172.7	0.0	720.5
TOTAL IMPORTACIONES	0.0	0.0	0.0	480.7	0.0	269.9	720.6
COSTO ALTER D IMPRTS MILES DLRS	0.0	0.0	0.0	7610.0	0.0	8487.5	16308.5
COSTO ALTER D EXPORTS MILES DLRS	20.9	99.4	198.5	0.0	26.5	0.0	353.3
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	1904.2	1694.7	1338.5	3232.8	2765.9	4238.3	15951.4
EGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	0.0	0.0	0.0	3880.2	0.0	4449.2	8329.4
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	2013.1	1796.1	1727.0	0.0	2772.4	0.0	8329.4

/(Continúa)

AND 1966 PERIOD 2
COND. HIDROLOG. 1

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	46.1	0.0	0.0	0.0	0.0	46.1
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	0.0	87.6	0.0	0.0	0.0	0.0	87.6
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR PMA. DESDE:	0.0	123.6	113.4	0.0	152.7	0.0	389.6
TOTAL EXPORTACIONES:	0.0	257.3	113.4	0.0	152.7	0.0	523.4
GMH	46.9	0.0	0.0	87.6	0.0	389.6	524.2
GMH	1639.4	0.0	0.0	4485.2	0.0	12417.3	19461.1
COSTO ALTER D IMPRIS MILES DLRS	0.0	2722.9	2423.8	0.0	1578.5	0.0	7015.3
COSTO ALIC D EXPORTS MILES DLRS	551.1	3620.7	740.2	1693.3	1829.1	3978.5	12431.9
BENEFICIO PRUTO A: MILES DLRS	1087.3	0.0	0.0	2711.9	0.0	9439.0	13238.2
INGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	0.0	6632.6	3164.0	0.0	3427.6	0.0	13224.2

COND. HIDROLOG. 2

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	440.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	440.3
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR PMA. DESDE:	2.7	142.4	108.0	0.0	135.4	0.0	388.5
TOTAL EXPORTACIONES:	443.1	142.4	108.0	0.0	135.4	0.0	828.9
GMH	0.0	0.0	0.0	440.3	0.0	388.5	828.8
GMH	0.0	0.0	0.0	9226.0	0.0	13365.0	22591.0
COSTO ALIC D EXPORTS MILES DLRS	15.8	46.3	199.6	0.0	0.0	0.0	261.8
BENEFICIO PRUTO A: MILES DLRS	4700.9	2425.8	1758.3	4655.1	2329.6	6559.5	22429.2
INGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	0.0	0.0	0.0	4670.8	0.0	6805.3	11476.4
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	4716.7	2472.1	1957.9	0.0	2329.6	0.0	11476.4

COND. HIDROLOG. 3

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	153.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	153.3
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	411.8	0.0	27.5	0.0	0.0	0.0	439.2
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	192.8	0.0	0.0	0.0	192.8
ENERG RECIBIDA POR PMA. DESDE:	0.0	0.0	116.0	0.0	0.0	0.0	116.0
TOTAL EXPORTACIONES:	565.3	0.0	246.2	0.0	0.0	0.0	811.5
GMH	0.0	153.7	0.0	439.2	102.8	811.7	1924.4
GMH	0.0	44.4	0.0	7253.1	6.4	2939.4	10243.4
COSTO ALIC D EXPORTS MILES DLRS	11.0	0.0	123.9	0.0	0.0	0.0	204.9
BENEFICIO PRUTO A: MILES DLRS	3416.5	20.7	1602.7	3611.8	-37.3	1424.1	10039.4
INGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	0.0	23.7	3641.4	43.7	1515.4	5224.1	10039.4
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	3427.5	0.0	1796.6	0.0	0.0	0.0	5224.1

/(Continúa)

ANO 1986 PERIODO 3

COND. HIDROLÓG. 1

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	96.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	96.8
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	116.9	0.0	234.2	101.0	99.7	0.0	551.8
ENERG RECIBIDA POR PMA. DESDE:	213.7	0.0	234.2	101.0	99.7	0.0	648.6
TOTAL EXPORTACIONES	0.0	98.0	0.0	0.0	0.0	551.8	649.8
COSTO ALIER D EXPORT MILES DLRS	0.0	7010.0	0.0	0.0	0.0	19230.6	26240.6
COSTO ADIC D EXPORT MILES DLRS	6626.1	0.0	4955.1	2531.4	1871.5	0.0	15904.1
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	2195.8	2004.0	1603.5	494.1	802.0	3124.3	10213.7
EGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	0.0	5006.0	0.0	0.0	0.0	16106.3	21112.4
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	8811.9	0.0	6558.6	3025.5	2673.5	0.0	21069.5

COND. HIDROLÓG. 2

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	73.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	73.4
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	23.5	0.0	251.9	0.0	13.7	0.0	288.1
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR PMA. DESDE:	96.9	0.0	351.9	0.0	117.0	0.0	117.0
TOTAL EXPORTACIONES	0.0	73.9	0.0	288.1	0.0	117.0	479.0
COSTO ALIER D EXPORT MILES DLRS	0.0	2590.8	0.0	9349.3	0.0	2274.2	14214.3
COSTO ADIC D EXPORT MILES DLRS	43.5	0.0	3696.6	0.0	40.3	0.0	3700.5
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	1645.6	1278.9	2239.3	2819.1	1323.3	1118.9	10433.1
EGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	0.0	1311.9	0.0	6530.2	0.0	1155.3	8997.4
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	1689.1	0.0	5725.9	0.0	1363.6	0.0	8988.6

COND. HIDROLÓG. 3

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAT DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	229.6	0.0	95.9	0.0	0.0	0.0	325.5
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	0.0	0.0	231.2	0.0	212.7	48.3	492.2
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR PMA. DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL EXPORTACIONES	229.6	0.0	327.1	0.0	212.7	48.3	817.7
COSTO ALIER D EXPORT MILES DLRS	0.0	326.0	0.0	492.2	0.0	0.0	818.2
COSTO ADIC D EXPORT MILES DLRS	0.0	232.6	0.0	8239.5	0.0	0.0	8472.1
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	8.8	0.0	292.9	0.0	3.5	0.0	215.2
EGRESOS D IMPORTADOR MILES DLRS	77.5	82.1	1867.9	4046.3	1778.6	404.3	8256.7
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	0.0	150.4	0.0	4193.2	0.0	4363.6	4363.6
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	84.3	0.0	2070.0	0.0	1782.1	404.3	4243.5

/(Continúa)

ANO 1986 PERIODO 4
COND. HIDROLOG. 1

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAY DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.2
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	10.6	0.0	52.5	0.0	0.0	0.0	63.1
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	67.5	0.0	0.0	0.0	67.5
ENERG RECIBIDA POR PNA. DESDE:	0.0	0.0	156.8	0.0	0.0	0.0	156.8
TOTAL EXPORTACIONES GWH	18.9	0.0	276.9	0.0	0.0	0.0	295.7
TOTAL IMPORTACIONES GWH	0.0	8.2	0.0	63.1	67.5	156.8	295.6
COSTO ALIER D IMPORTS MILES DLRS	0.0	3045.2	0.0	3127.5	6195.4	5727.4	18097.6
COSTO ABIC D EXPORTS MILES DLRS	0.0	0.0	5535.5	0.0	0.0	0.0	5535.5
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	1784.9	1522.6	4496.1	1038.9	2422.7	1295.9	12562.1
EGRESOS D IMPORTAR MILES DLRS	0.0	1522.6	0.0	2089.6	3772.8	4433.5	11016.5
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	1784.9	0.0	10031.6	0.0	0.0	0.0	11816.5

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAY DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	94.1	25.2	244.3	0.0	0.0	0.0	363.6
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR PNA. DESDE:	0.0	0.0	91.6	0.0	56.9	0.0	148.5
TOTAL EXPORTACIONES GWH	94.2	25.2	326.0	0.0	56.9	0.0	512.2
TOTAL IMPORTACIONES GWH	0.0	0.0	0.0	363.6	0.0	148.5	512.1
COSTO ALIER D IMPORTS MILES DLRS	0.0	0.0	0.0	12224.3	0.0	5406.8	17731.1
COSTO ABIC D EXPORTS MILES DLRS	24.4	0.0	5535.5	0.0	693.4	0.0	6253.2
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	1583.2	426.3	3040.9	4137.3	688.6	1601.7	11477.9
EGRESOS D IMPORTAR MILES DLRS	0.0	0.0	0.0	6187.0	0.0	3805.1	11972.2
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	1607.6	426.3	9576.4	0.0	1301.9	0.0	11992.2

PAISES	GUATEMALA	SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMA	TOTAL
ENERG RECIBIDA POR GUAY DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR ELSA DESDE:	65.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	65.4
ENERG RECIBIDA POR HOND DESDE:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENERG RECIBIDA POR NICA DESDE:	110.4	0.0	248.2	0.0	0.0	0.0	358.6
ENERG RECIBIDA POR C.R. DESDE:	0.0	0.0	111.2	0.0	0.0	0.0	111.2
ENERG RECIBIDA POR PNA. DESDE:	0.0	0.0	359.4	0.0	78.0	0.0	437.4
TOTAL EXPORTACIONES GWH	176.3	0.0	359.4	0.0	78.0	0.0	613.7
TOTAL IMPORTACIONES GWH	0.0	65.4	0.0	358.6	0.0	157.1	613.1
COSTO ALIER D IMPORTS MILES DLRS	0.0	2492.8	0.0	12108.5	0.0	6980.6	21581.9
COSTO ABIC D EXPORTS MILES DLRS	34.6	0.0	5409.2	0.0	25.7	0.0	5469.5
BENEFICIO BRUTO A: MILES DLRS	3094.8	1242.0	3537.5	4175.4	1426.0	2640.8	16116.4
EGRESOS D IMPORTAR MILES DLRS	0.0	1254.8	0.0	7933.0	0.0	4339.8	13527.6
INGRESOS DE EXPORT MILES DLRS	3127.3	0.0	8946.7	0.0	1451.6	0.0	13527.7

