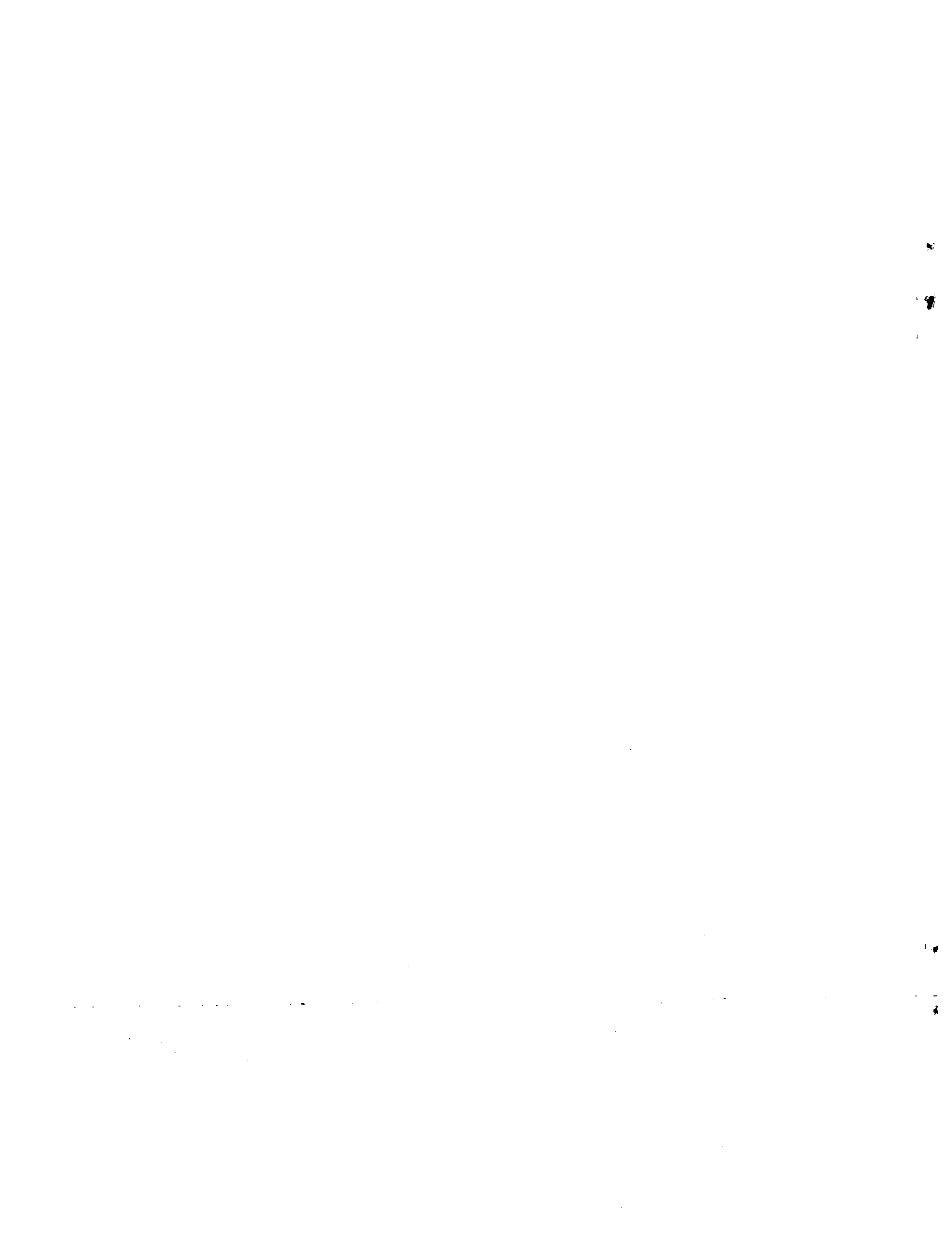


COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

LIMITADO
CEPAL/MEX/SRNET/28/Rev.1
Octubre de 1979

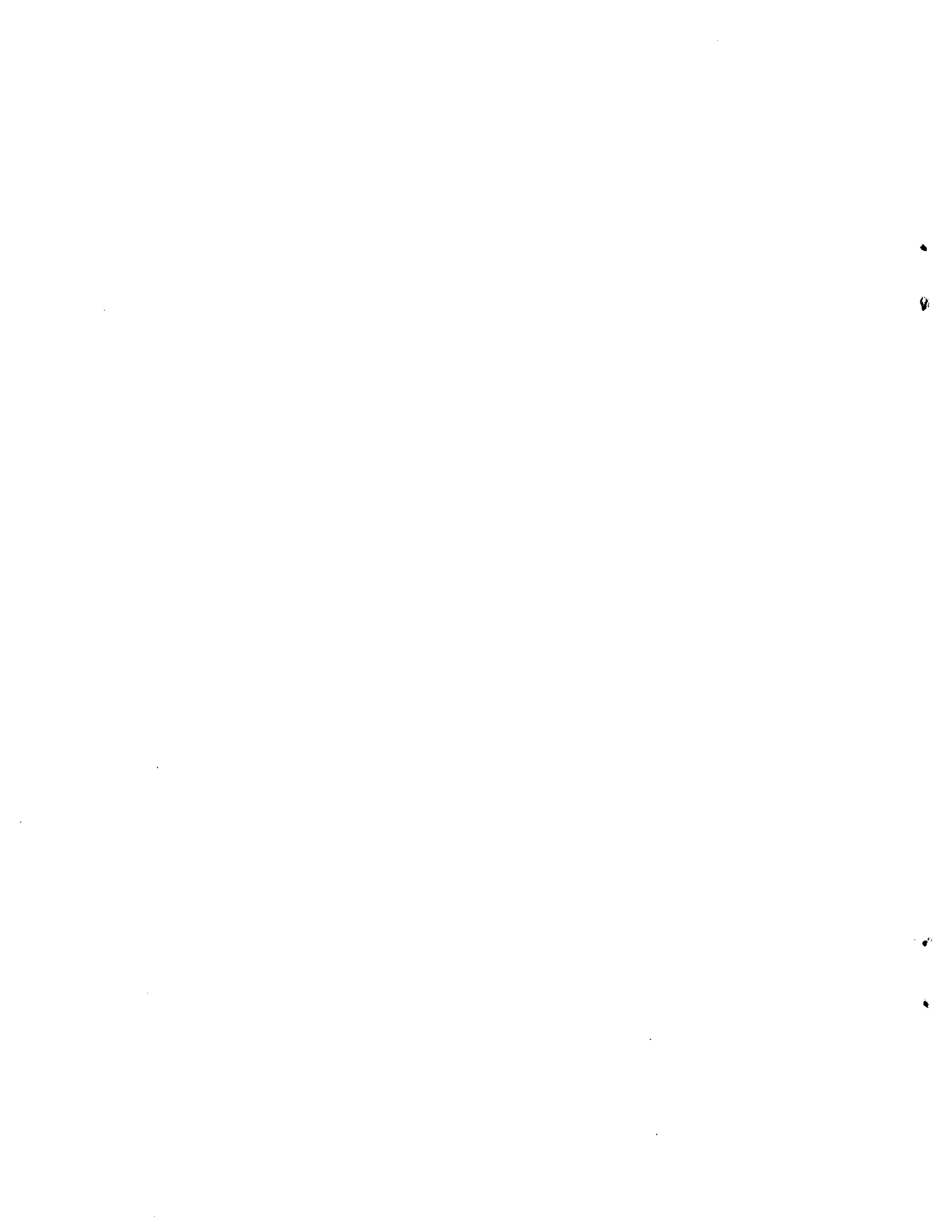
ESTUDIO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

Informe de avance correspondiente al período
julio-septiembre de 1979



INDICE

	<u>Página</u>
Introducción	1
1. Gestiones administrativas, financieras y de coordinación	3
2. Estudios de la demanda	3
3. Características técnicas y costos de proyectos hidroeléctricos	4
4. Características técnicas y costos de alternativas termoeléctricas y geotérmicas	5
5. Estudios de operación de centrales hidroeléctricas	5
6. Programación de obras a largo plazo	5
7. Estudios de operación de sistemas	6
8. Estudios de transferencias de energía	6
9. Estudios de la red de transmisión	7
10. Justificación económica	7
11. Elaboración del informe final	9
Anexo I: Cronogramas de trabajo global y detallado para las actividades restantes (transmisión-justificación económica e informe final)	11
Anexo II: Balance de energía hidroeléctrica en la alternativa de integración total (caso B)	15
Anexo III: Resultados del estudio de programación de obras de generación a largo plazo	25



INTRODUCCION

Se resumen en el presente informe los avances y resultados más sobresalientes obtenidos en el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA) en el tercer trimestre de 1976.

Con base en los resultados de los trabajos sobre informaciones básicas realizados mayormente en el trimestre anterior, se han completado las etapas más sustantivas de operación de centrales hidroeléctricas, programación de obras a largo plazo, estudios de operación de sistemas y de transferencias de energía para las tres alternativas de interconexión regional consideradas. También se han realizado avances significativos en lo que concierne a los estudios de la red de transmisión y sobre justificación económica. Finalmente, se ha completado en un 30% la elaboración del informe final del ERICA.



1. Gestiones administrativas, financieras y de coordinación

Se continuó dando apoyo a las actividades administrativas, financieras y de coordinación con miras a asegurar la continuidad y avance eficiente del Estudio Regional de Interconexión Eléctrica (ERICA). Se actualizó el programa de actividades restantes para completar la etapa actual del Estudio, como se indica en los cronogramas de trabajo del anexo 1.

Como seguimiento a la resolución aprobada en la VI reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE) y refrendada posteriormente por los organismos nacionales de electrificación de la región, se elaboró el documento propuesta "Apoyo a la integración del sector eléctrico en el Istmo Centroamericano" (CEPAL/RFX/SRNET/27), de septiembre de 1979, que resume los estudios y actividades requeridos para completar y complementar al ERICA sobre los siguientes temas: análisis de sensibilidad; transferencia de la metodología de planificación; evaluación de interconexiones subregionales; el desarrollo eléctrico futuro ante escenarios alternos; ampliación de la integración eléctrica hacia México y Colombia, y apoyo al Consejo Eléctrico de América Central. Dicha propuesta ha sido acogida muy favorablemente en toda la región.

Se continuó la revisión de las facturas enviadas por MONTREAL cuyo monto total asciende a unos 394 500 pesos centroamericanos que equivalen a un 73% del total del contrato BCIE-MONDCO.

2. Estudios de la demanda

Se calcularon las demandas de potencia y energía por trimestres para el período 1984-2000 en el sistema regional interconectado y se calculó la curva de duración de demandas coincidentes del mismo. Se calcularon los coeficientes para el ajuste de las curvas de duración de carga correspondientes a un polinomio de quinto grado para su posterior utilización en el modelo WASH.

13. Características

3. Características técnicas y costos de proyectos hidroeléctricos

Esta actividad se completó en el trimestre anterior. Como se recordará en la selección de los proyectos que serían utilizados en el estudio a partir de la lista de proyectos identificados en cada país, para los cuales se tuvieron en cuenta los tres criterios siguientes:

- a) Que el proyecto tuviera información mínima necesaria para estimar su costo;
- b) En los casos en que existía una estimación de costo anterior, que su costo de generación no sobrepasara el costo térmico de la unidad menor (50 MW) en el año 2000, y
- c) Que su capacidad fuera superior a 40-50 MW.

Al reestimar los costos para el catálogo de proyectos así formado, algunos de ellos resultaron con costos de generación muy elevados, de manera que no fueron seleccionados por los programas de optimización. Por este motivo, como se verá más adelante, aún en la alternativa de integración total se requiere instalación de potencia térmica a partir del año 1995.

Como puede apreciarse en el anexo 2 con base en la lista de proyectos utilizada en el presente estudio, la disponibilidad de energía puramente hidráulica al descartar los proyectos de costo elevado --alternativa de integración total caso B-- sólo logra cubrir la demanda poco más allá de 1995.

Las conclusiones que pueden sacarse de este hecho son:

- i) Es necesario ampliar el catálogo de proyectos hidroeléctricos existentes en el área a fin de posibilitar estudios con soluciones puramente hidráulicas, cada vez más necesarias teniendo en cuenta el agravamiento de la crisis energética.
- ii) En lo concerniente a la hidroelectricidad, los mayores beneficios de la interconexión aparecerían en la época (1985-1995) en que los proyectos hidroeléctricos más económicos y de mayor envergadura se instalarían (Boruca, Cuyamel, El Tigre y otros). Más adelante, por una parte, con excepción de uno o dos casos, la demanda interna de los países requerirá gran parte de la generación hidroeléctrica; por la otra, los nuevos proyectos tendrán costos de inversión bastante elevados, dado que generalmente los más económicos se desarrollan primero.

4. Características

4. Características técnicas y costos de alternativas termoeléctricas y geotérmicas

Esta actividad fue completada en el trimestre anterior.

5. Estudios de operación de centrales hidroeléctricas

Esta actividad fue completada en el trimestre anterior.

6. Programación de obras a largo plazo

Se preparó el Modelo Global de Selección de Inversiones para el sistema eléctrico integrado del Istmo Centroamericano. Este modelo incluye la conjugación de los modelos nacionales de cada país y un grupo de ecuaciones que representan líneas de transmisión y las transferencias entre países. Se efectuaron numerosos procesos con el modelo a fin de definir la solución óptima de instalaciones de generación para el período 1984-1999, para las alternativas de integración regional mencionadas más adelante.

Con base en los resultados del modelo MCI se prepararon los procesos para el modelo WASP. Se definieron tres alternativas de interconexión: aquella en que los programas de adiciones de generación se optimizan aisladamente y sólo la operación se hace integradamente (Caso A); aquella en que tanto las instalaciones como la operación se optimizan en el área (Caso B) y otra en que la optimización de instalaciones de generación se sujeta a restricciones de dependencia y la operación se hace integradamente (Caso C). Se definieron los programas óptimos para los casos B y C.

Se preparó la versión revisada y ampliada del documento: "Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Planeación de la adiciones de generación" (OCE/SC.5/GRIE/VII/5), que incluye los resultados de la planeación de los sistemas de generación tanto para los países aislados como para los casos integrados B y C.

La programación de obras de generación a largo plazo se muestra en el anexo 3, tanto para los sistemas nacionales (aislados) como para las alternativas de interconexión B y C. Estos programas indican que se requiere la instalación, en el caso de abastecimiento aislado, de unos 11 000 MW en el Istmo en el período 1984-2000 de los cuales unos 4 000 MW son instalaciones termoeléctricas y geotérmicas. En el caso de integración en cambio se requiere la instalación de unos 10 000 MW de los cuales sólo alrededor de 2 000 son termoeléctricos (incluyendo 385 MW geotérmicos).

7. Estudios de operación de sistemas

Se realizó el estudio de operación detallada de los sistemas integrados en sus tres alternativas (A, B y C) mediante la aplicación del modelo WASP.

Como es sabido, este modelo mediante el módulo denominado MERSIM efectúa el análisis de la operación para los diferentes períodos del año (4) y diferentes condiciones hidrológicas (seca, media y húmeda). Los resultados son la generación y los costos de operación por cada planta termoeléctrica y para las plantas hidroeléctricas compuestas.

Se preparó una versión revisada del documento: "Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Aplicación del modelo WASP-3" (CCE/SC.5/GRIE/VII/4) que contiene los criterios generales seguidos en la aplicación del modelo.

8. Estudios de transferencias de energía

Se completó la preparación del modelo TRANSF. Este modelo, con base en los resultados del módulo MERSIM del modelo WASP-3, desagrega la generación del sistema de forma de obtener la generación planta por planta, asigna los derrames cuando existen, realiza el balance demanda-generación por cada país y calcula las transferencias de energía a través de los seis interconectores posibles (Guatemala-El Salvador; Guatemala-Honduras; El Salvador-Honduras; Honduras-Nicaragua; Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá). El programa trabaja para cuatro períodos dentro de cada uno de los 17 años en estudio y simula tres diferentes condiciones hidrológicas en cada período. Los resultados del modelo TRANSF se guardan en un archivo magnético.

Se preparó el documento "Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Modelo de transferencias de energía" (CCE/SC.5/GRIE/VII/6) que describe en detalle el modelo mencionado.

Se aplicó el modelo TRANSF a los tres casos de integración eléctrica antes mencionados y los resultados se procesaron mediante un programa auxiliar (ESTADI) preparado especialmente al efecto. Este programa calcula los balances de energía esperados para cada país, las transferencias brutas y netas esperadas en los interconectores; todo esto a nivel anual y por períodos. También

/calcula

calcula las transferencias máximas en cada año para cada interconector a fin de proporcionar datos para el diseño de las líneas.

Se entregaron a MONENCO los datos detallados de la operación, tal como los procesa el modelo TRANSF para los años 1985, 1989, 1994 y 2000, a fin de que sirvan de base para los estudios de flujo en las redes de transmisión.

9. Estudios de la red de transmisión

Se completaron por parte de MONENCO los estudios de flujo para los años típicos (1986, 1989 y 1994) en el caso de los países aislados y se comenzaron los correspondientes a las alternativas de interconexión A y B.

Se revisaron los estudios de flujo de los países aislados (tres de ellos) y se hicieron algunas observaciones a MONENCO que se refieren a los voltajes recomendados.

10. Justificación económica

Se elaboró una nueva estimación de los beneficios globales de la interconexión para las tres alternativas mencionadas anteriormente. Se presenta a continuación a manera de resumen la composición de los costos actualizados a 1984 y referidos a los niveles de precios de diciembre de 1977.

	<u>Costo (millones de dólares)</u>		
	<u>Total</u>	<u>Inversión</u> ^{1/}	<u>Operación</u>
1. Abastecimiento aislado	<u>4 189</u>	<u>2 989</u>	<u>1 200</u>
Guatemala	1 010	799	211
El Salvador	734	451	333
Honduras	232	171	61
Nicaragua	823	541	282
Costa Rica	514	490	24
Panamá	826	537	289
2. Abastecimiento aislado-operación integrada (Caso A)	<u>3 618</u>	<u>2 989</u>	<u>629</u>
3. Integración total (Caso B)	<u>1 755</u>	<u>1 935</u>	<u>770</u>
4. Integración parcial (Caso C)	<u>3 056</u>	<u>2 402</u>	<u>654</u>

^{1/} Descontando el valor de recuperación del capital.

Se estimaron también los ahorros en combustible para la región, correspondientes al período del estudio 1984-2000 y para las tres alternativas de interconexión tantas veces mencionadas con los resultados siguientes:

	<u>Miles de barriles^{2/}</u>	
	<u>Bunker C</u>	<u>Diesel</u>
1. Consumo de combustible de los sistemas eléctricos operando aisladamente	150 141	6 307
Guatemala	29 646	401
El Salvador	47 431	3 058
Honduras	7 127	229
Nicaragua	29 766	1 354
Costa Rica	418	513
Panamá	35 753	752
2. Consumo de combustible de los sistemas eléctricos operando en forma integrada		
Integrado (Caso A)	73 095	73
Integrado (Caso B)	98 226	1 678
Integrado (Caso C)	80 414	1 706

A continuación se muestran: i) los ahorros brutos en dinero, o sea, sin descontar los costos de los sistemas internacionales de interconexión, y ii) los ahorros en volumen de derivados de hidrocarburos (Bunker C y Diesel).

^{2/} Estas cifras son sumas aritméticas. En el informe de avance anterior se citan cifras diferentes para el caso del integrado A. Aquellas corresponden a la suma de barriles de combustible equivalentes a barriles de 1977, para lo cual las cifras anuales se actualizaron con la tasa de incremento de costos aceptada para el combustible.

<u>Alternativas</u>	Millones de pesos centroamericanos ^{3/}	<u>Ahorros</u>	
		Millones de barriles Bunker C	Millones de barriles Diesel
Abastecimiento aislado-operación integrada (Caso A)	570	77.1	6.2
Integración total (Caso B)	1 430	51.9	4.6
Integración parcial (Caso C)	1 130	69.7	4.6

11. Elaboración del informe final

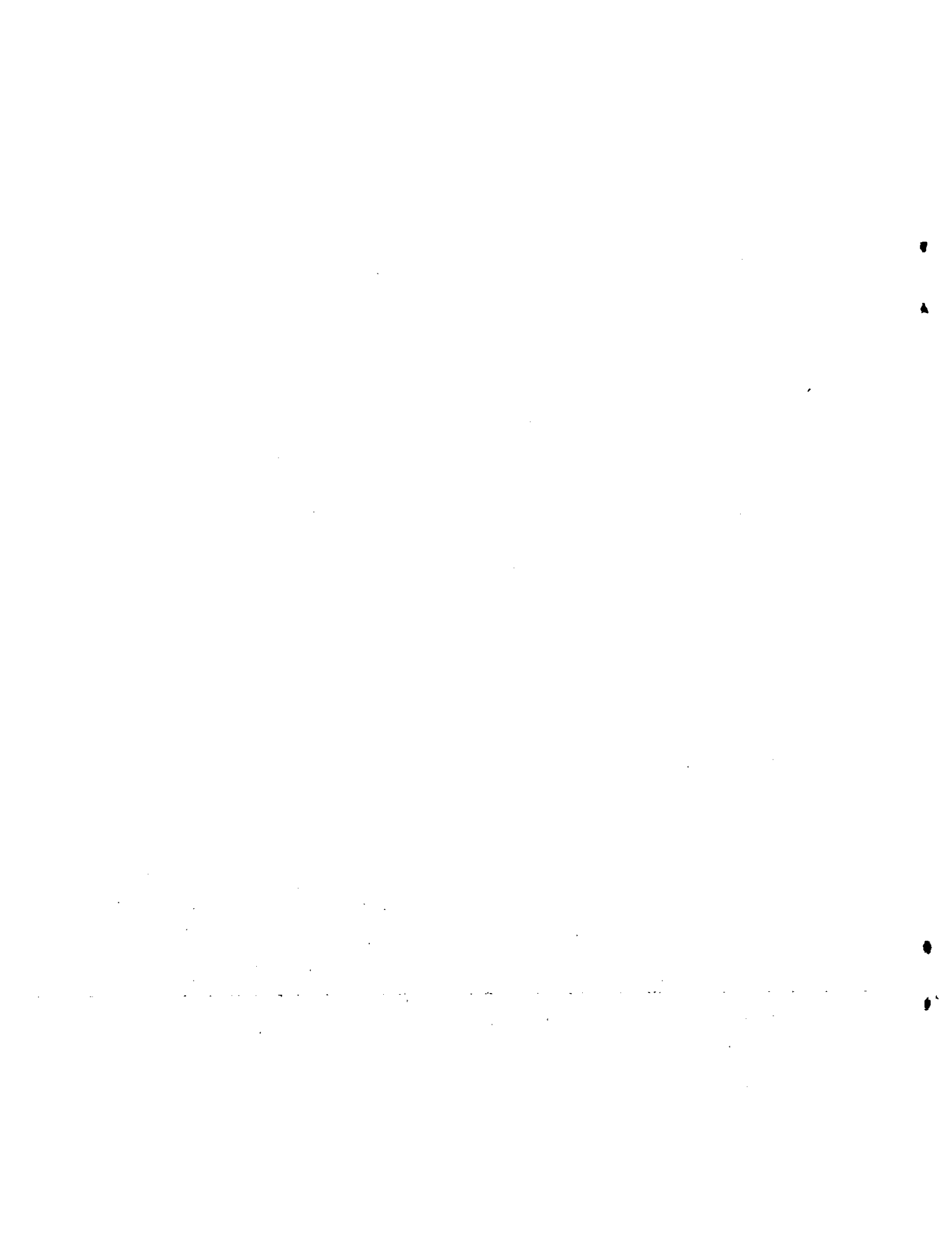
Se prosiguió la elaboración del primer borrador del informe final estimándose un avance del orden del 30%.

Cabe hacer notar que mientras los ahorros en valor presente en el caso de la alternativa A son muy superiores a los de la alternativa B, sus ahorros en cantidades físicas de combustible son menores. Ello se debe a que en el caso de desarrollo aislado de los países la reserva total es mayor que en el caso B ya que queda definida por la producción en condición seca. En la operación de los países aislados se producen derrames en condición húmeda que son aprovechados en el caso de operación integrada.

En estas condiciones las únicas plantas termoeléctricas que operan son las de mejor rendimiento.

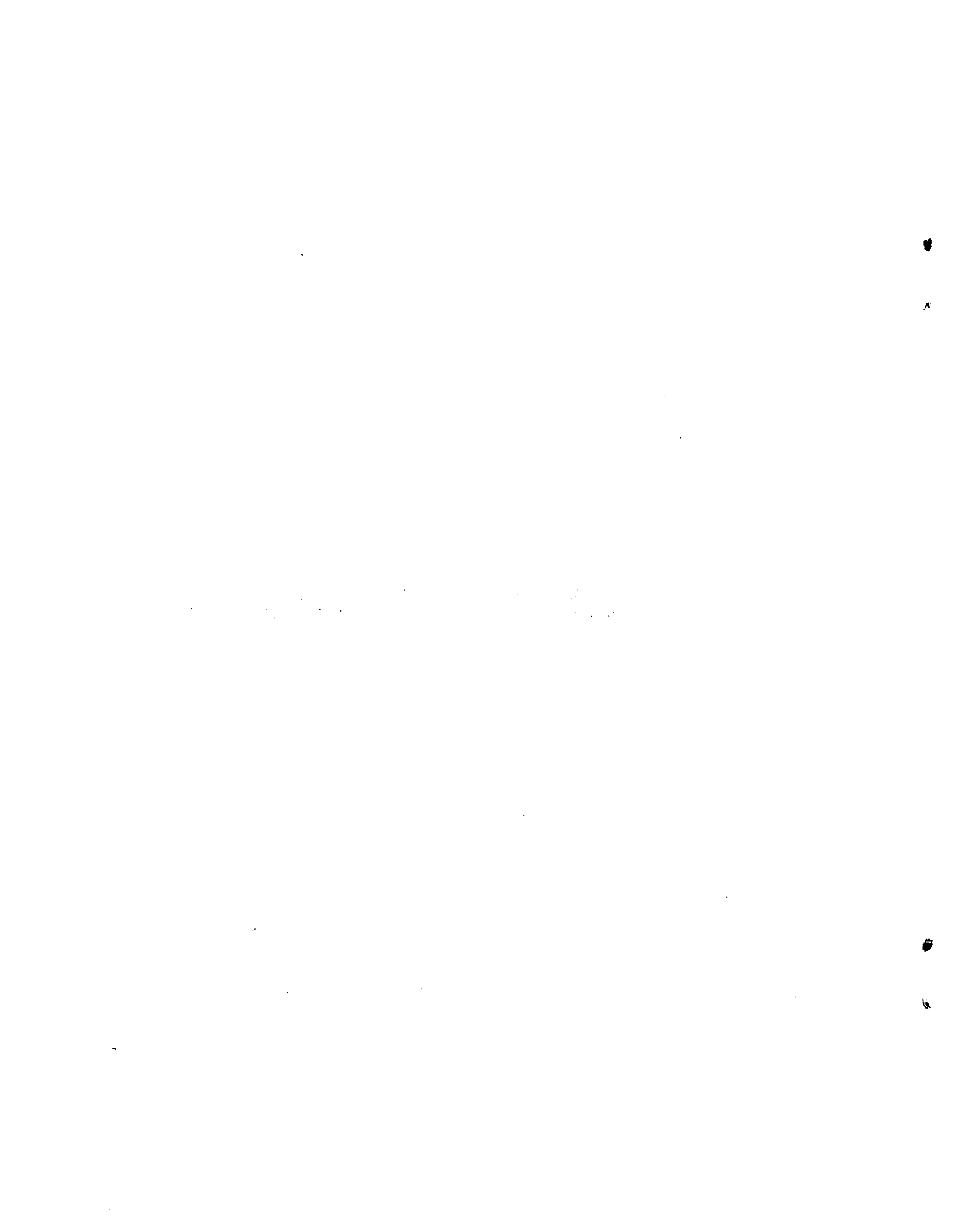
En el caso de la alternativa B, en cambio, se producen grandes ahorros de capital, debido principalmente a que, como se recordará, la optimización de los países aislados estuvo sujeta a restricciones impuestas por los programas propios de las empresas eléctricas. En este caso la optimización global permite menores reservas y aprovecha mejor las instalaciones termoeléctricas. Hacia el final del período con los precios de combustible utilizados, se instalan 1 800 MW en vapor petróleo de alto rendimiento y la mayor generación termoeléctrica se concentra principalmente en el período 1995-2000.

^{3/} Valor presente a 1984 con pesos de 1977 y utilizando costos de combustibles de 1977 con tasa diferencial de crecimiento de 3.6% anual, lo que resulta en costos 20% por debajo de los precios promedio a mediados de 1979 en la región.



Anexo 1

CRONOGRAMAS DE TRABAJO GLOBAL Y DETALLADO PARA LAS ACTIVIDADES RESTANTES
(TRANSMISION-JUSTIFICACION ECONOMICA E INFORME FINAL)



Cuadro 2

CRONOGRAMA DETALLADO DE TRABAJO PARA ETAPAS RESTANTES (TRANSMISION-JUSTIFICACION ECONOMICA E INFORME FINAL)

	S	O	N	D
10. Estudios de la red de transmisión (MONENCO)				
10.1 Recopilación de información				
10.2 Estudios de flujo sistemas nacionales				
10.2.1 Procesos con modelo de flujos				
10.2.2 Cálculo de costos de inversión				
10.3 Estudios adicionales sistemas nacionales				
10.4 Estudios de flujo sistemas integrados				
10.4.1 Flujos caso integración A				
10.4.2 Costos caso integración A				
10.4.3 Flujos caso integración B				
10.4.4 Costos caso integración B				
10.4.5 Flujos caso integración C				
10.4.6 Costos caso integración C				
10.5 Estudios adicionales sistemas integrados				
10.5.1 Estudios de estabilidad				
10.5.2 Estudios de cortocircuito				
10.5.3 Recopilación de antecedentes sobre centros de despacho de carga				
10.5.4 Estimación preliminar del costo del centro de despacho de carga				
10.5.5 Estudio definitivo sobre despacho de carga				
10.6 Informe				
10.6.1 Borrador de informe conteniendo costos definitivos de transmisión y despacho				
10.6.2 Informe final				
11. Justificación económica (CEPAL)				
11.1 Estudio de la metodología				
11.2 Preparación de programas de computación				
11.3 Aplicación de la metodología				
13. Informe final (CEPAL)				
13.1 Preparación del borrador				
13.2 Corrección según últimos datos de MONENCO				
13.1 Borrador definitivo				

Anexo 2

BALANCE DE ENERGIA HIDROELECTRICA EN LA ALTERNATIVA
DE INTEGRACION TOTAL (CASO B)

1. The first part of the document is a list of names and addresses of the members of the committee.

Cuadro 1

ESTUDIO DE INTEGRACION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE ENERGIA HIDROELECTRICA EN LA
ALTERNATIVA DE INTEGRACION TOTAL (CASO B)

	Energia generable (GWh)	
	Año	
	Seco	Medio
A. <u>Total energia hidroeléctrica</u>	47 450	57 499
B. <u>Total sistema existente</u>	10 110	12 047
Guatemala	1 734	2 186
El Salvador	1 491	2 047
Honduras	1 665	2 041
Nicaragua	291	365
Costa Rica	2 681	2 781
Panamá	2 248	2 627
C. <u>Proyectos seleccionados en la alternativa</u>	37 340	45 452
Guatemala	7 236	8 766
El Salvador	1 178	2 050
Honduras	2 925	5 097
Nicaragua	6 746	7 524
Costa Rica	13 289	14 993
Panamá	5 956	7 022
D. <u>Demanda de energia en el Istmo (GWh)</u>		
Al año 1990	27 497	27 497
Al año 1995	41 031	41 031
Al año 2000	60 667	60 667
E. <u>Balance de energia (GWh) ^{a/b/}</u>		
Al año 1990	19 953	30 002
Al año 1995	6 419	16 468
Al año 2000	-13 217	-2 568

a/ Considerando solamente los proyectos seleccionados en la alternativa (E).

b/ + Superávit, -Déficit.

Cuadro 2

ESTUDIO DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

GUATEMALA: BALANCE DE ENERGIA HIDROELECTRICA EN LA
ALTERNATIVA DE INTEGRACION TOTAL (CASO B)

	Energía generable (GWh)	
	Año	
	Seco	Medio
A. <u>Total energía hidroeléctrica</u>	<u>11 223</u>	<u>13 929</u>
B. <u>Total sistema existente</u>	<u>1 734</u>	<u>2 186</u>
Pueblo Viejo	1 340	1 611
Los Esclavos	59	71
María Linda	220	336
Jurún Marinalá	115	168
C. <u>Total proyectos</u>	<u>9 489</u>	<u>11 743</u>
Kalalá	1 349	1 570
El Carmen ^{a/}	200	306
Serchil ^{a/}	252	306
Chulac	1 263	1 729
Chicoc	1 163	1 358
Sauce ^{a/}	241	252
Poloche	467	599
Matanzas ^{a/}	57	65
Senuc	552	676
El Arco	487	560
Tzucanca	320	368
San Juan	425	517
Estrella Polar	623	723
Sumalito ^{a/}	185	212
El Copón ^{a/}	279	358
Altavista	275	317
Montecristo ^{a/}	189	227
Jocotales ^{a/}	171	241
San Ramón ^{a/}	189	234
Camotán ^{a/}	299	459
Sisimite ^{a/}	191	315
Atitlán ^{a/}	312	347
D. <u>Demanda de energía (GWh)</u>		
Al año 1990	5 798	5 798
Al año 1995	9 359	9 359
Al año 2000	11 156	11 156

/(continúa)

Cuadro 2 (Conclusión)

	Energía generable (GWh)	
	Año	
	Seco	Medio
<u>B. Balance de energía (GWh) ^{b/c/}</u>		
Al año 1990	3 172	5 154
Al año 1995	-389	1 593
Al año 2000	-2 186	-204

a/ Proyectos descartados en la alternativa de integración total (caso B) por razones de costo.

b/ + Superávit, - Déficit.

c/ Considerar solamente los proyectos seleccionados en la alternativa (B).

Cuadro 3

ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

EL SALVADOR: BALANCE DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN LA
ALTERNATIVA DE INTEGRACIÓN TOTAL (CASO E)

	Energía generable (GWh)	
	Año	
	Seco	Medio
A. <u>Total energía hidroeléctrica</u>	<u>3 032</u>	<u>4 630</u>
B. <u>Total sistema existente</u>	<u>1 491</u>	<u>2 047</u>
Guajoyo	27	93
5 de Noviembre	471	591
Cerrón Grande	412	613
San Lorenzo	561	750
C. <u>Total proyectos</u>	<u>1 361</u>	<u>2 633</u>
Zapotillo ^{a/}	250	380
Fase del Oso ^{a/}	112	168
El Tigre	1 158	1 786
Ampliación 5 de Noviembre	20	264
Ampliación Cerrón Grande ^{a/}	20	35
D. <u>Demanda de energía (GWh)</u>		
Al año 1990	4 484	4 484
Al año 1995	6 977	6 977
Al año 2000	10 780	10 780
E. <u>Balance de energía (GWh)</u> ^{b/ c/}		
Al año 1990	-1 815	-387
Al año 1995	-4 308	-2 880
Al año 2000	-8 111	-6 683

a/ Proyectos descartados en la alternativa de integración total (caso E) por razones de costo.

b/ + Superávit, - Déficit.

c/ Considerar solamente los proyectos seleccionados en la alternativa (B).

Cuadro 4

ESTUDIO DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

HONDURAS: BALANCE DE ENERGIA HIDROELECTRICA EN LA
ALTERNATIVA DE INTEGRACION TOTAL (CASO B)

	Energía generable (GWh)	
	Año	
	Seco	Medio
A. <u>Total energía hidroeléctrica</u>	<u>5 641</u>	<u>8 591</u>
B. <u>Total sistema existente</u>	<u>1 665</u>	<u>2 041</u>
El Cajón	1 206	1 394
Cañaveral	117	171
Río Lirio	342	476
C. <u>Proyectos</u>	<u>2 925</u>	<u>5 097</u>
<u>Total proyectos</u>	<u>3 376</u>	<u>6 550</u>
Naranjito ^{a/}	278	347
Wampú (P1)	564	975
Cuyamel	1 906	3 384
Piedras Amarillas ^{a/}	603	830
Wampú I (w1)	108	187
Río Frío (w3)	83	142
Culuco (S1) ^{a/}	170	276
Los Chorros (S2)	254	409
D. <u>Demanda de energía (GWh)</u>		
Al año 1990	2 488	2 488
Al año 1995	3 829	3 829
Al año 2000	5 700	5 700
E. <u>Balace de energía (GWh)</u> ^{b/ c/}		
Al año 1990	2 102	4 650
Al año 1995	761	3 309
Al año 2000	-1 110	1 438

^{a/} Proyectos descartados en la alternativa de integración total (caso B) por razones de costo.

^{b/} + Superávit, - Déficit.

^{c/} Considerar solamente los proyectos seleccionados en la alternativa (B).

Cuadro 5

ESTUDIO DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

NICARAGUA: BALANCE DE ENERGIA HIDROELECTRICA EN LA
ALTERNATIVA DE INTEGRACION TOTAL (CASO B)

	Energía generable (GWh)	
	Año	
	Seco	Medio
A. <u>Total energía hidroeléctrica</u>	7 382	8 318
B. <u>Total sistema existente</u>	291	365
Centroamérica	163	212
General Somoza	128	153
C. <u>Total proyectos</u>	7 101	7 953
Brito	1 088	1 100
Copaieira	1 324	1 454
Tumarín 4	1 455	1 610
Paiwas	523	724
Pifueles	2 170	2 302
Valentín	206	274
Mojolka ^{a/}	355	429
D. <u>Demanda de energía (GWh)</u>		
Al año 1990	3 766	3 766
Al año 1995	5 823	5 823
Al año 2000	9 211	9 211
E. <u>Balance de energía (GWh)^{b/c/}</u>		
Al año 1990	3 331	4 183
Al año 1995	1 214	2 066
Al año 2000	-2 174	-1 322

a/ Proyectos descartados en la alternativa de integración total (caso B) por razones de costo.

b/ + Superávit, - Déficit.

c/ Considerar solamente los proyectos seleccionados en la alternativa (B).

Cuadro 5

ESTUDIO DE INTEGRACION EN ELECTRICIDAD DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

COSTA RICA: BALANCE DE ENERGIA HIDROELECTRICA EN LA
ALTERNATIVA DE INTEGRACION TOTAL (CASO B)

	Energía generable (GWh)	
	Seco	Medio
A. <u>Total energía hidroeléctrica</u>	16 595	18 524
B. <u>Total sistema existente</u>	2 661	2 781
Menores	268	286
Garita	208	244
Arenal	616	616
Río Nacho	196	196
Gachi	717	775
Corobici	656	664
C. <u>Total proyectos</u>	13 214	15 743
Ventanas-Garita	419	511
Palomo	181	181
Gusyabo	1 156	1 283
Siquirres ^{a/}	615	753
Boruca	4 824	5 170
Pirris	598	691
El Eruijo	889	1 052
Angostura-Izúcaro	981	1 082
San Fernando	485	584
Palmar	469	551
Cedral	777	942
Saré	487	567
Tayutic-Pacuaré	822	911
Furciles-Turrubarés	723	891
Turrubarés	468	574
D. <u>Demanda de energía (GWh)</u>		
Al año 1990	4 528	4 528
Al año 1995	6 464	6 464
Al año 2000	9 499	9 499
E. <u>Balace de energía (GWh)</u> ^{b/ c/}		
Al año 1990	11 452	13 246
Al año 1995	9 516	11 310
Al año 2000	6 486	8 275

a/ Proyectos descartados en la alternativa de integración total (caso B) por razones de costo.

b/ + Superávit, - Déficit.

c/ Considerar solamente los proyectos seleccionados en la alternativa (B).
/Cuadro 7

Cuadro 7

ESTUDIO DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

PANAMA: BALANCE DE ENERGIA HIDROELECTRICA EN LA
ALTERNATIVA DE INTEGRACION TOTAL (CASO B)

	Energía generable (GWh)	
	Año	
	Seco	Medio
A. <u>Total energía hidroeléctrica</u>	<u>10 705</u>	<u>12 552</u>
B. <u>Total sistema existente</u>	<u>2 248</u>	<u>2 627</u>
Bayano	603	705
Fortuna	1 366	1 455
Estrella	172	216
Los Valles	207	251
C. <u>Total proyectos</u>	<u>7 855</u>	<u>9 245</u>
Teribe B-2-2	1 242	1 454
Teribe C-2-2	301	888
Teribe C-7-2 ^{a/}	395	473
Teribe C-3-2	425	502
Changuinola D-2-2	1 386	1 758
Changuinola H-1-1 ^{a/}	1 504	1 751
Culubre F-1-2	698	812
Changuinola G-3-2	822	945
Changuinola G-6-2	582	663
D. <u>Demanda de energía (GWh)</u>		
Al año 1990	6 238	6 238
Al año 1995	8 324	8 324
Al año 2000	11 140	11 140
E. <u>Balace de energía (GWh)^{b/c/}</u>		
Al año 1990	1 966	3 411
Al año 1995	-120	1 325
Al año 2000	-2 936	-1 491

^{a/} Proyectos descartados en la alternativa de integración total (caso B) por razones de costo.

^{b/} + Superávit, - Déficit.

^{c/} Considerar solamente los proyectos seleccionados en la alternativa (B).

Anexo 3

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE PROGRAMACION DE OBRAS
DE GENERACION A LARGO PLAZO

2000

1000

I. ALTERNATIVAS CONSIDERADAS

1. Desarrollo aislado - operación integrada (caso A)

Dentro de los propósitos del estudio estuvo optimizar previamente el desarrollo de los sistemas del Istmo en forma aislada.

En una primera etapa se definieron los programas óptimos de los países sin restricciones algunas a partir del año 1984, resultando los programas de instalaciones de menor costo para el período 1984-2000. Estos programas fueron sometidos al examen de las empresas eléctricas del Istmo, quienes en algunos casos solicitaron que se incluyeran restricciones derivadas de sus estudios particulares en el mediano plazo en el deseo de dar prioridad a algunos proyectos específicos en otros y por último, en la necesidad de contar con acuerdos internacionales previos para proyectos con implicaciones de tipo internacional.

Se reestudiaron los programas teniendo en consideración estos aspectos y se definieron de esta forma los programas nacionales.

Una primera alternativa de interconexión resulta así de la simple unión de los sistemas desarrollados independientemente y se ha denominado "desarrollo aislado - operación integrada".

2. Integración total (caso B)

Con el objeto de tener un marco de referencia que permita apreciar hasta dónde pueden llegar los beneficios de la interconexión, se ha estudiado una alternativa en que la planeación se aborda con criterio de una sola área. Es el caso de "integración total".

3. Integración parcial (caso C)

A fin de evitar las fuertes dependencias que podrían aparecer en el caso anterior, se ha estudiado además una alternativa intermedia, de entre los

/numerosos

numerosos casos que podrían plantearse en los cuales la dependencia de los sistemas se limita. En este programa se ha adoptado el criterio de optimizar las instalaciones de potencia sujetas a restricciones que son: respetar los programas de desarrollo aislado de los países en el mediano plazo y luego alternar las instalaciones de potencia en los diferentes países. Esta alternativa se ha denominado "integración parcial".

II. RESULTADOS DE LA PLANIFICACION DE LAS ADICIONES DE GENERACION

1. Alternativa de los países aislados (caso A)

a) Guatemala

<u>Año</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Capacidad (MW)</u>
1985	Geotérmica ^{1/}	35
1986	Chulac ^{1/}	440
1989	Xalslá ^{1/}	350
1991	Geotérmica ^{1/}	35
1991	Atitlán	42
1991	El Arco	40
1992	Geotérmica ^{1/}	35
1993	Chicooc	206
1994	Vapor	200
1994	Geotérmica ^{1/}	35
1995	Semic	112
1995	Taucanca	90
1996	San Juan	167
1996	Geotérmica ^{1/}	35
1997	Vapor	200
1998	Altavista	55
1998	Polochic	120
1998	Geotérmica ^{1/}	35
1999	Estrella Polar	116
1999	Vapor	200
2000	Geotérmica ^{1/}	35
2000	Vapor	200
2000	Turbina a gas	50
<u>Total hidroeléctrico</u>		<u>1 773</u>
<u>Total termoeléctrico</u>		<u>1 060</u>
<u>Gran total</u>		<u>2 833</u>

Costo total del programa: 1 009 millones de dólares

^{1/} Programa definido por el INDE.

b) El Salvador

<u>Año</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Capacidad (MW)</u>
1984	Geotérmica	70
1985	Turbina a gas	50
1986	Geotérmica	35
1987	Turbina a gas	50
1987	Ampliación 5 de Noviembre	124
1988	Geotérmica	35
1989	Geotérmica	35
1989	Vapor	100
1990	Zapotillo	120
1990	Geotérmica	35
1992	Geotérmica	70
1993	Vapor	100
1994	Geotérmica	35
1994	Turbina a gas	50
1995	Vapor	200
1996	Ampliación Cerrón Grande	67
1996	Paso del Oso	40
1996	Geotérmica	70
1997	Vapor	200
1999	Vapor	200
2000	Vapor	200
<u>Total hidroeléctrico</u>		<u>351</u>
<u>Total termoeléctrico</u>		<u>1 535</u>
<u>Gran total</u>		<u>1 886</u>

Costo total del programa: 784 millones de dólares.

/c) Honduras

c) Honduras

<u>Año</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Capacidad (MW)</u>
1991	Cuyamel 1a. etapa	150
1994	Cuyamel 2a. etapa	150
1996	Cuyamel 3a. etapa	225
1997	Vapor	100
1999	Picâras Amarillas	210
2000	Naranjito	84
2000	Culuco	75
<u>Total hidroelâctrico</u>		<u>894</u>
<u>Total termoelâctrico</u>		<u>100</u>
<u>Gran total</u>		<u>994</u>

Costo total del programa: 231 millones de dâlares.

d) Nicaragua

1984	Turbina a gas	100
1985	Geotârmica	35
1986	Vapor	50
1986	Turbina a gas	50
1987	Geotârmica	35
1987	Brito	188
1989	Geotârmica	35
1990	Vapor	50
1991	Geotârmica	35
1991	Copalar 1a. etapa	300
1994	Geotârmica	35
1995	Copalar 2a. etapa	300
1996	Geotârmica	35
1996	Tumarín	294
1998	Geotârmica	35
1999	Vapor	300
2000	Mojolka	178
<u>Total hidroelâctrico</u>		<u>1 260</u>
<u>Total termoelâctrico</u>		<u>795</u>
<u>Gran Total</u>		<u>2 055</u>

Costo total del programa: 823 millones de dâlares. /e) Costa Rica

e) Costa Rica

<u>Año</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Capacidad (MW)</u>
1985	Ventanas	80
1986	Geotérmica	35
1987	Angostura	146
1989	Geotérmica	35
1990	Geotérmica	35
1991	Boruca 1a. etapa	250
1994	Boruca 2a. etapa	250
1997	Boruca 3a. etapa	310
1998	Palomo	40
1999	Vapor	200
2000	San Fernando	90
2000	El Brujo	200
<u>Total hidroeléctrico</u>		<u>1 366</u>
<u>Total termoeléctrico</u>		<u>305</u>
<u>Gran total</u>		<u>1 671</u>

Costo total del programa: 514 millones de dólares.

f) Panamá

1987	Vapor	100
1988	Changuinola D2-2	200
1989	Teribe B2-2	292
1994	Changuinola H1-1	270
1995	Teribe C2-2	160
1997	Culubre G3-2	195
1998	Culubre F1-2	128
1999	Teribe C7-2	79
2000	Vapor	200
<u>Total hidroeléctrico</u>		<u>1 324</u>
<u>Total termoeléctrico</u>		<u>300</u>
<u>Gran total</u>		<u>1 624</u>

Costo total del programa: 826 millones de dólares.

2. Alternativa de integración total (caso B)

<u>Año</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Capacidad (MW)</u>
1985	Geotérmica	2 x 35
	El Arco	91
	Ventanas	80
1986	Geotérmica	2 x 35
	Atitlán	42
	Tzacanaa	90
	Palomo	40
1987	Geotérmica	2 x 35
1988	Geotérmica	35
	Boruca (1 y 2)	500
1989	Geotérmica	35
	Xalalá	350
	Sanic	112
	Chicos	206
1990	Geotérmica	3 x 35
	Boruca 3	310
1991	Geotérmica	2 x 35
	Altavista	55
	Teribe C2-2	160
1992	Geotérmica	2 x 35
	Estrella Polar	116
	El Tigre 1	340
1993	Geotérmica	3 x 35
	El Tigre 2	200
	Copalar 1	300
1994	Geotérmica	3 x 35
	Vapor	200
	Brito	188
	San Fernando	90
1995	Cuyamel (1, 2 y 3)	525
	Changuinola D2-2	200
	Pirris	130

<u>Año</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Capacidad (MW)</u>
1996	Geotérmica	4 x 35
	Vapor	2 x 200
	Copalar	300
	El Brujo	200
1997	Vapor	200
	San Juan	167
	Angostura	146
	Culubre G3-2	195
1998	Geotérmica	2 x 35
	Vapor	2 x 200
	Tumarín	294
	Turrubarés	120
1999	Vapor	2 x 200
	Ampliación 5 de Noviembre	124
	Polochic	128
	Culubre F1-2	120
	Palmar	120
	Cedral	150
	Guayabo	180
2000	Geotérmica	35
	Vapor	200
	Purrirés-Turrubarés	120
	Tayutic-Pacuarí	164
	Chulac	440
	Teribe B2-2	292
<u>Total hidroeléctrico</u>		<u>7 980</u>
<u>Total termeléctrico</u>		<u>2 185</u>
<u>Gran total</u>		<u>10 165</u>

Costo total del programa: 2 755 millones de dólares.

3. Alternativa de integración parcial (caso C)

<u>Año</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Capacidad (MW)</u>
1985	Geotérmica	2 x 35
	El Arco	91
	Ventanas	80
1986	Geotérmica	2 x 35
	Chulac	440
	Palomo	40
1987	Geotérmica	2 x 35
1988	Geotérmica	35
	Boruca (1, 2 y 3)	810
1989	Geotérmica	35
	Changuinola D2-2	200
1990	Geotérmica	3 x 35
	Ampliación 5 de Noviembre	124
	Atitlán	42
1991	Geotérmica	2 x 35
	Xalalá	350
1992	Geotérmica	2 x 35
	Brito	188
	Angostura	146
	Teribe C2-2	160
	Tzucanca	90
	Teribe B2-2	292
1993	Geotérmica	3 x 35
1994	Geotérmica	3 x 35
	El Tigre (1 y 2)	540
	Semic	112
1995	Vapor	200
	Cuyamel (1 y 2)	300

<u>Año</u>	<u>Proyecto</u>	<u>Capacidad (MW)</u>
1996	Geotérmica	4 x 35
	Copalar (1 y 2)	600
	San Fernando	90
	Chococ	206
1997	Vapor	2 x 200
	Cuyamel 3	225
	San Juan	167
	Pirris	130
1998	Geotérmica	2 x 35
	Vapor	2 x 200
	Tumarín	294
	El Brujo	200
	Estrella Polar	116
1999	Vapor	2 x 200
	Palmar	120
	Culubre G3-2	195
	Polochic	120
	Altavista	55
	Cedral	150
	Guayabo	180
	2000	Geotérmica
Vapor	200	
Purrisés-Turrubarés	120	
Culubre F1-2	128	
Turrubarés	120	
Changuinola H1-1	270	
<u>Total hidroeléctrico</u>		<u>8 086</u>
<u>Total termoeléctrico</u>		<u>1 985</u>
<u>Gran total</u>		<u>10 071</u>

Costo total del programa: 3 056 millones de dólares.

