



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 II

INFORME FINAL DEL ESTUDIO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO

(Anexos I a VIII)





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 LO/DSY)	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, MERSM 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 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

<u>Anexo</u>	<u>Página</u>
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
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

<u>Anexo</u>	<u>Página</u>
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
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
X. Alternativas termoeléctricas y geotérmicas	265
1. Características técnicas y costos de alternativas termoeléctricas	267
2. Características técnicas y costos de alternativas geotérmicas	270

<u>Anexo</u>	<u>Página</u>
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 ediciones de subestaciones	297
1. Caso aislado	299
2. Integrado A	315
3. Integrado E	319
4. Integrado C	333
XIII. Resultados de la repartición de beneficios en el integrado A	349

INDICE DE CUADROS*

Cuadro

Anexo I

1. Sistema regional integrado: Previsión de demandas máximas por países, 1960 a 2000	16
2. Sistema regional integrado: Demanda anual de energía por países para años característicos	17
3. Metodología SIPSE. Adiciones de potencia por alternativa, 1961-1969	20
4. Metodología SIPSE. Generación por tipo de centrales y por alternativa, 1961-1969	21
5. Metodología SIPSE. Costo total actualizado por alternativa	22
6. Metodología SIPSE. Integrado B. Adiciones de potencia	24
7. Metodología SIPSE. Países aislados. Adiciones de potencia	25
8. Modelo WASP. Proyectos hidroeléctricos propuestos	26
9. Modelo WASP. Integrado A. Adiciones de potencia, 1961 a 1995	29
10. Modelo WASP. Integrado E. Adiciones de potencia, 1961 a 1995	31
11. Modelo WASP. Costo total actualizado por alternativa	32
12. Modelo MGI. Integrado A. Adiciones de potencia por proyecto y período	35

* Los anexos II, III y VI no presentan cuadros.

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
13	Modelo HGI. Integrado B. Adiciones de potencia por proyecto y período	37
14	Modelo HGI. Integrado A. Resumen de adiciones de potencia por período	38
15	Modelo HGI. Integrado B. Resumen de adiciones de potencia por período	38
16	Modelo HGI. Integrado B. Potencia media transmitida	40
17	Modelo HGI. Costo total actualizado por alternativa	41
18	Istmo Centroamericano: Compendio de costos totales actualizados, por metodología utilizada	43

Anexo IV

1	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 1 (mayo-julio)	121
2	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 2 (mayo-julio)	122
3	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 3 (mayo-julio)	123
4	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 1 (agosto-octubre)	124
5	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 2 (agosto-octubre)	125
6	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 3 (agosto-octubre)	126
7	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 1 (noviembre-enero)	127

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
8	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 2 (noviembre-enero)	128
9	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 3 (noviembre-enero)	129
10	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 1 (febrero-abril)	130
11	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 2 (febrero-abril)	131
12	Integrado A. Generación por centrales, balances nacionales de energía y transferencias entre países, 1989. Condición hidrológica 3 (febrero-abril)	132

Anexo V

1	Istmo Centroamericano: Costos típicos de líneas de transmisión	155
2	Istmo Centroamericano: Costos típicos de transformadores	156
3	Istmo Centroamericano: Costos típicos de subestaciones	157

Anexo VII

1	Istmo Centroamericano: Proyecciones de la demanda de potencia y de energía eléctrica	174
2	Guatemala: Distribución de la demanda por centros de carga	176
3	El Salvador: Distribución de la demanda por centros de carga	177

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
4	Honduras: Distribución de la demanda por centros de carga	178
5	Nicaragua: Distribución de la demanda por centros de carga	179
6	Costa Rica: Distribución de la demanda por centros de carga	180
7	Panamá: Distribución de la demanda por centros de carga	181
8	Istmo Centroamericano: Variación mensual de la demanda de energía eléctrica	182
9	Guatemala: Demandas anuales de potencia y energía eléctrica por trimestre	183
10	El Salvador: Demandas anuales de potencia y energía eléctrica por trimestre	184
11	Honduras: Demandas anuales de potencia y energía eléctrica por trimestre	185
12	Nicaragua: Demandas anuales de potencia y energía eléctrica por trimestre	186
13	Costa Rica: Demandas anuales de potencia y energía eléctrica por trimestre	187
14	Panamá: Demandas anuales de potencia y energía eléctrica por trimestre	188
15	Istmo Centroamericano: Curva de carga del sistema regional integrado (mayo-julio)	190
16	Istmo Centroamericano: Curva de carga del sistema regional integrado (agosto-octubre)	191
17	Istmo Centroamericano: Curva de carga del sistema regional integrado (noviembre-enero)	192
18	Istmo Centroamericano: Curva de carga del sistema regional integrado (febrero-abril)	193

Anexo VIII

1	Istmo Centroamericano: Características técnicas de las centrales hidroeléctricas del sistema existente a 1983	199
2	Guatemala: Unidades termoeléctricas existentes a 1983	201

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
3	El Salvador: Unidades termoeléctricas existentes a 1983	202
4	Honduras: Unidades termoeléctricas existentes a 1983	203
5	Nicaragua: Unidades termoeléctricas existentes a 1983	204
6	Costa Rica: Unidades termoeléctricas existentes a 1983	205
7	Panamá: Unidades termoeléctricas existentes a 1983	206
8	Guatemala: Composición de plantas termoeléctricas virtuales	209
9	El Salvador: Composición de plantas termoeléctricas virtuales	210
10	Honduras: Composición de plantas termoeléctricas virtuales	211
11	Nicaragua: Composición de plantas termoeléctricas virtuales	211
12	Costa Rica: Composición de plantas termoeléctricas virtuales	212
13	Panamá: Composición de plantas termoeléctricas virtuales	212
14	Istmo Centroamericano: Longitud total de las líneas de transmisión existentes a 1983	213
15	Guatemala: Líneas de transmisión existentes a 1983	214
16	El Salvador: Líneas de transmisión existentes a 1983	215
17	Honduras: Líneas de transmisión existentes a 1983	216
18	Nicaragua: Líneas de transmisión existentes a 1983	217
19	Costa Rica: Líneas de transmisión existentes a 1983	218
20	Panamá: Líneas de transmisión existentes a 1983	220

INDICE DE GRAFICOS

<u>Gráfico</u>	<u>Página</u>
Anexo III	
1 Ubicación típica de centrales generadoras en curva de duración de carga	66
2 Ubicaciones típicas de centrales en curva de carga y medición de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP)	80
3 Plantas de regulación diaria. Variaciones típicas de la generación y el nivel de embalse	89
4 Plantas de regulación semanal. Variaciones típicas de la generación y el nivel de embalse	93
5 Simulación con una planta hidro	96
6 Simulación de dos plantas hidro	99

INDICE DE ESQUEMAS

<u>Esquema</u>	
Anexo III	
1 Flujo de información en el modelo WASP-3	63
2 Esquema de flujo de la simulación con una planta hidro	96
3 Esquema de flujo de la simulación de dos plantas hidro	103
Anexo IV	
1 Modelo TRANSF. Programa principal. Esquema de flujo simplificado	110
2 Modelo TRANSF. Subrutina BALENE. Esquema de flujo simplificado	111
3 Transmisiones	116



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 I

EVALUACION DE METODOLOGIAS DE PLANEACION ELECTRICA



A. Comparación de las metodologías disponibles

1. Metodologías disponibles

Las características especiales del problema de definir la expansión óptima de un sistema eléctrico han conducido al desarrollo de modelos matemáticos utilizados como valiosas herramientas en la elaboración, procesamiento y análisis de la información necesaria para la toma de decisiones.

Ante la imposibilidad práctica de desarrollar un modelo que abarque el problema total y que sea aplicable a todos los casos, se han desarrollado métodos constituidos, en general, por cadenas de programas que resuelven el problema por etapas.

El modelo que se utilice en cada caso debe representar en la mejor forma posible los aspectos del problema que se desean enfatizar, de modo que las simplificaciones necesarias se efectúen en aquellos aspectos que ejerzan menos influencia en los resultados que se buscan.

En lo que respecta a la definición de los programas de generación en el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica en el Istmo Centroamericano, se compararon tres modelos (o grupos de modelos) de aplicación general con el ánimo de seleccionar aquél o la combinación de ellos que mejor se adaptase tanto a las características de los sistemas del Istmo, como a los objetivos del estudio y que son:

- Metodología SIPSE (Comisión Federal de Electricidad de México- Electricité de France) constituida por los programas CONCENTRABLE, NOTA AZUL y MNI
- Modelo Wien Automatic System Planning Package (WASP), (Organismo Internacional de Energía Atómica)
- Modelo de Selección Global de Inversiones (MGI) (Empresa Nacional de Electricidad, Chile).

/2. Descripción

2. Descripción comparativa de los modelos

A continuación se comparan en forma breve las características fundamentales de los tres métodos analizados:

a) Representación de la demanda y del sistema

Para el SIPSE la demanda se define a base de seis bloques horarios correspondientes a días típicos de cada mes para el año medio de períodos plurianuales considerados, y admite dos tasas de crecimiento en el largo plazo. En el modelo WASP se representa la demanda por medio de curvas mensuales de duración para cada uno de los años del estudio. En el modelo MGI, la demanda se representa a base de la potencia máxima anual, y las energías demandadas durante las estaciones definidas (trimestres, semestres) para el último año de cada uno de los períodos plurianuales considerados. La aleatoriedad de las demandas sólo se considera en la metodología SIPSE.

En materia de representación del sistema las metodologías SIPSE y WASP son uninodales en tanto que el MGI es multinodal, lo que permite representar a cada país como un nodo y a las líneas de interconexión entre ellos.

b) Representación de las obras de generación

En el modelo SIPSE las centrales se definen mediante las características de generación y los costos de un número limitado de categorías o proyectos tipo. En el modelo WASP, las centrales se definen individualmente por sus principales características integrándose luego las hidroeléctricas en plantas compuestas equivalentes. En el caso del MGI, las hidroeléctricas se representan mediante una función de generación y costo contra potencia instalada; las centrales térmicas, por categorías principales. En las tres metodologías anteriores se considera la diversidad hidrológica.

/c) Definición

c) Definición de los programas de adiciones de generación

En el caso del modelo SIPSE se obtienen las adiciones de generación como para cada una de las categorías consideradas en períodos plurianuales, los proyectos específicos se definen valorizando sus aportes a costos marginales mediante un subprograma denominado NOTA AZUL, y clasificándolos por medio de un índice que relaciona beneficios y costos de cada uno. Con el modelo WASP, partiendo de una secuencia predeterminada, para los proyectos hidroeléctricos, se define en forma individual el año de entrada en operación. En la metodología MGI se obtiene para períodos plurianuales, la programación individual de las centrales hidroeléctricas incluyendo la determinación de la potencia óptima a instalar en cada caso.

d) Estudios de operación del sistema

La operación en el caso de SIPSE y de WASP se realiza por períodos mensuales; sin embargo, mientras en el primero se cubren los años medios de los períodos considerados, en el segundo se utilizan todos los años del estudio. En el modelo MGI el cálculo de la operación es a base de períodos estacionales para el último año de cada período analizado.

e) Criterios de optimización

En la metodología SIPSE se optimiza una función objetivo que minimiza los costos actualizados de inversión, operación y energía no servida (falla) con base en técnicas de programación dinámica. En el modelo WASP, al igual que en el MGI, la función que se minimiza cubre costos actualizados de inversión y operación bajo criterios predeterminados de seguridad.^{1/} En la metodología WASP se utilizan técnicas de programación dinámica mientras que en el MGI de programación lineal.

3. Análisis de los aspectos más relevantes de las metodologías

Debido a las divergencias conceptuales de los modelos, resultaría largo y complejo analizar la aplicabilidad al estudio de cada una de las metodologías

^{1/} En el modelo WASP-3 puede incluirse el costo de falla en la función objetivo.

indicadas desde el punto de vista estructural. Por ello sólo se analizaron los aspectos más relevantes del problema con relación a las dos etapas que es necesario definir, tomando en consideración las características de los sistemas del Istmo Centroamericano y de acuerdo con la experiencia obtenida durante el desarrollo del estudio. Este análisis se realizó separadamente para las etapas de definición de programas a largo plazo y de estudios de operación.

a) Definición del desarrollo a largo plazo del sistema

Ventajas	Desventajas
<u>Programa SIPSE (CONCENTRABLE, MNI y NOTA AZUL)</u>	
Representación de la demanda en seis bloques para cada mes del año tipo	Representación de características de producción y de costos de proyectos hidroeléctricos por categorías y no por proyectos específicos
Aleatoriedad de la demanda	Representación continua de las adiciones de potencia hidráulica y termoeléctricas
Representación de la operación a nivel mensual y para tres condiciones hidrológicas	Representación de la operación de proyectos hidroeléctricos futuros mediante coeficientes deducidos del sistema existente y no por sus propias características de producción
Valorización de la energía no servida como costo de operación	Selección de proyectos hidroeléctricos mediante costos marginales de desarrollo correspondientes; (discutible cuando el nuevo proyecto es grande con relación al sistema)
	Sistema uninodal; que no permite representar las transmisiones

Ventajas	Desventajas
----------	-------------

Modelo WASP

La curva de demanda es continua

Cada proyecto hidroeléctrico se representa separadamente por su costo y la distribución de su generación por periodos del año

Representación muy detallada de las centrales termoeléctricas (potencia mínima y máxima, rendimiento a potencia mínima; rendimiento incremental, etc.)

Se estudia cada año separadamente (en vez de utilizar periodos).

Pueden seleccionarse hasta 12 periodos por año

Inclusión de probabilidad de falla y periodo de mantenimiento para las plantas termoeléctricas

El criterio de seguridad puede incluir una probabilidad de pérdida de carga

Puede incluirse el costo de la energía no servida en la función objetivo

Pueden efectuarse estudios de sensibilidad de las soluciones y variaciones de los costos de combustibles y/o inversiones y pueden aplicarse factores para representar la inflación.

Selecciona la fecha de instalación de los proyectos hidroeléctricos más económicos, respetando una secuencia previamente definida; no es capaz de modificar la secuencia dada por el usuario

Es uninodal, lo que permite representar las transmisiones

Sólo acepta una alternativa de potencia para cada proyecto hidroeléctrico

Ventajas	Desventajas
<u>Modelo MGI</u>	
Utilización de criterios de seguridad distintos con respecto a las demandas de potencia y de energía	Representación de la demanda anual por productos en vez de una curva de carga
Representación de cada central hidroeléctrica futura mediante funciones de producción y de costo contra potencia instalada	Todas las funciones deben ser lineales
Representación del sistema mediante 6 nodos y un sistema de transmisión	Todas las variables son continuas (los ajustes a valores discretos deben hacerse por aproximaciones sucesivas imponiendo restricciones adicionales)
Selecciona la potencia óptima --con relación al sistema-- por instalar en cada proyecto hidroeléctrico	Representación de sólo dos condiciones hidrológicas (año seco y normal)
Optimización (gruesa) de la operación de los embalses existentes y futuros para cada período mediante variables de traspaso estacional	
Se obtiene una primera aproximación de las transferencias de energía entre nodos. Estas pueden ser objeto de restricciones que representen tan limitaciones en la dependencia de un sistema con respecto a otro	
Método de cálculo muy simple (paquetes de programación lineal), con tiempos de computación reducidos	

b) Estudios de operación

El modelo WASP es el único que representa con suficiente detalle el sistema como para ser utilizado en estudios de operación.^{2/}

^{2/} No se dispuso oportunamente del modelo VALUADOR de la metodología SIPSE para incluirlo en esta comparación.

Ventajas	Desventajas
Operación año por año	Integra los proyectos hidroeléctricos para su ubicación en la curva de carga en dos plantas equivalentes
Hasta 12 períodos por año	
Hasta 5 tipos de hidrología	
Simulación probabilística de la operación de cada unidad térmica	Uninodal

Como puede deducirse de la comparación del cuadro anterior, las metodologías tienen ventajas y desventajas para su aplicación al estudio de interconexión. Deben pues establecerse ciertas prioridades en los aspectos de mayor importancia para calificarlos adecuadamente.

Desde el punto de vista del análisis sobre el desarrollo a largo plazo interesa en forma muy importante:

i) Representar adecuadamente distintas condiciones hidrológicas.

En este aspecto los modelos MNI y WASP llenan los requisitos al trabajar a nivel mensual y para distintas condiciones hidrológicas. El modelo MGI puede trabajar hasta con cuatro estaciones en el año (un número mayor de períodos lo llevaría a dimensiones demasiado grandes).

ii) Seleccionar adecuadamente los proyectos hidroeléctricos. La combinación MNI-NOTA AZUL resuelve este problema en la metodología SIPSE, pero al trabajar con costos marginales^{3/} sus conclusiones son tanto menos válidas cuanto más el nuevo proyecto modifique las características del sistema. Este aspecto es crítico en el estudio de los sistemas más aislados en los cuales un nuevo proyecto puede ser mayor que la suma de todos los existentes. El MGI tiene la ventaja en este aspecto de recomendar para cada período tanto los proyectos más convenientes por instalar, como sus potencias óptimas. Al modelo WASP, en cambio, se le debe definir en forma previa el orden de precedencia de los proyectos con capacidad instalada fija dentro de las listas de candidatos.

3/ Agrupados los proyectos por categorías.

iii) Representar adecuadamente el sistema. Sólo el MGI es multinodal y puede representar los seis países individualmente con sus correspondientes interconectores.

iv) Representar detalladamente la operación del sistema. Desde el punto de vista de los estudios de operación interesa efectuar la operación del sistema año con año, a nivel estacional, de forma que cada planta hidroeléctrica aparezca separadamente con sus propias características de producción.

Los modelos MNI y MGI no son adecuados para resolver este problema; el primero porque cada planta no aparece individualmente; el segundo porque la representación a nivel mensual lo llevaría a dimensiones no operativas. El modelo WASP efectúa una operación con bastante detalle de las centrales termoeléctricas de producción por mes y para distintas condiciones hidrológicas, las cuales se representan en forma global para el sistema. Aunque no es posible precisar el lugar en que queda cada central hidroeléctrica en la curva de carga, mediante un trabajo externo se puede obtener la generación estacional de las centrales hidráulicas.^{4/}

4. Conclusiones

En términos de metodología a utilizar, la optimización de los programas de adiciones de generación a largo plazo habría de hacerse mediante la utilización del modelo MGI. Ello se debe a que ésta es la única de las tres metodologías que permite que los proyectos hidroeléctricos compitan en igualdad de condiciones para ser seleccionados en el plan de expansión. Además, permite usar un sistema multinodal, lo cual hace posible que los seis países del Istmo se representen individualmente y que se puedan considerar adicionalmente toda una serie de combinaciones entre grupos de países. También supera a las otras dos por cuanto establece el tamaño óptimo de las centrales hidroeléctricas a instalar, y adicionalmente, recomienda las transferencias de generación entre estaciones para asegurar una mejor operación de los embalses de regulación.

^{4/} Este problema se resolvió en este estudio mediante la creación de un modelo auxiliar denominado TRANSF que se describe más adelante.

Una vez definido el programa de desarrollo en primera instancia, habría de utilizarse el modelo WASP para precisar las fechas de entrada en operación de cada central y calcular en detalle los costos de operación. Como se explicó anteriormente, esta metodología es la única que provee resultados mensuales o estacionales al nivel de proyecto y para cada uno de los años del período considerado en el estudio.

La operación del modelo WASP y la elaboración de resultados son procesos sumamente laboriosos ya que debe pensarse en: 15 años de análisis; 4 trimestres^{5/} cada año; 3 condiciones hidrológicas; 6 países y 3 alternativas del sistema integrado. Sin embargo, se estima que su utilización es una forma de alcanzar el nivel de detalle requerido para evaluar los principales beneficios de la interconexión.

B. Resultado de las pruebas de los sistemas metodológicos
SIPSE, WASP y MGI

Se compendian a continuación los resultados de los estudios destinados a comparar los sistemas metodológicos analizados durante la primera fase del estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano. En ella se probaron las metodologías SIPSE, WASP, MGI, que se detallan en el acápite A de este anexo, mediante la aplicación de dos diferentes alternativas de interconexión con los datos preliminares existentes a la fecha, mediante el análisis comparativo de los programas de desarrollo del Istmo durante el período 1980-1999 bajo las siguientes alternativas:

1) Países aislados. En ella cada país optimiza el desarrollo de su sistema y la operación del mismo sin considerar ningún tipo de interconexión. (Caso de referencia).

2) Caso A. Sistema regional con desarrollo independiente. Esta alternativa supone que cada país, al igual que en la alternativa de referencia planifica en forma independiente el desarrollo de sus sistemas y que utiliza la interconexión para optimizar la operación en conjunto.

5/ Aunque el ideal habría sido utilizar 12 meses en el año, ello habría implicado un volumen de trabajo demasiado grande.

3) Caso B. Sistema regional con desarrollo integrado. En esta alternativa se supone que la planificación y operación de los sistemas nacionales se realiza en forma de optimizar el conjunto regional.

1. Hipótesis del estudio

a) Período estudiado

El período en estudio comprende los años 1981 al 1999. Dentro de ese lapso se caracterizaron distintos subperíodos en los modelos utilizados, según se detalla a continuación.

Modelo MNI (SIPSE)

<u>Período</u>	<u>Años</u>	<u>Año medio</u>
1	1981-1983	1982
2	1984-1986	1985
3	1987-1989	1988
4	1990-1994	1992
5	1995-1999	1997

Modelo WASP

<u>Período</u>	<u>Años</u>
1981-1995	Año por año
1996-1999	Igual al año 1995

Modelo MGI

<u>Período</u>	<u>Años</u>	<u>Año característico</u>
1	1984-1986	1986
2	1987-1989	1989
3	1990-1994	1994
4	1995-1999	1999

/b) Demandas

b) Demandas

Las demandas de potencia utilizadas se obtuvieron de los estudios de mercado disponibles en los países y se indican en el cuadro 1. La energía demandada, que se indica en el cuadro 2, se obtuvo por integración de las curvas de duración de la demanda, utilizando como patrón las curvas de demanda de 1976. Para el sistema integrado el estudio de las demandas coincidente obtuvo un factor de diversidad de 11%.

c) Precios de combustible

Los precios se basaron en el costo de 11.50 dólares por barril de petróleo que prevalecía a mediados de 1974, con aumentos a precios constantes de 3.5% anual (o duplicación del precio en 20 años).

d) Sistemas existentes al inicio del estudio (1980)

La configuración supuesta para los sistemas al año 1980 (inicio del estudio) se basó en informaciones proporcionadas por los propios países. La oferta de energía hidráulica, tanto para los sistemas aislados como para el Sistema Integrado Regional (SIR) se estudió mediante el modelo CONCENTRABLE, de la metodología SIPSE que concentra dicha energía en la parte superior de la curva de carga.

e) Inventario de recursos propios

i) Recursos geotérmicos. Se supuso que la potencia total desarrollable en los 19 años de estudio alcanzaría el 1 380 MW, distribuido como se indica a continuación:

Cuadro 1

SISTEMA REGIONAL INTEGRADO: PREVISION DE DEMANDAS MAXIMAS POR PAISES, 1980 A 2000^{a/}

(MW)

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total	Demanda total ^{b/}
1980	329	337	162	266	446	397	1 937	1 743
1981	365	370	184	295	487	436	2 137	1 923
1982	405	405	209	326	532	479	2 356	2 120
1983	450	444	238	361	581	527	2 601	2 341
1984	500	487	271	394	635	581	2 868	2 581
1985	556	530	299	431	693	645	3 154	2 839
1986	618	578	330	472	757	716	3 471	3 124
1987	686	630	364	518	827	798	3 823	3 440
1988	762	687	401	568	903	890	4 211	3 790
1989	847	749	442	615	986	993	4 632	4 169
1990	940	812	488	663	1 077	1 105	5 085	4 577
1991	1 034	882	538	714	1 176	1 241	5 585	5 026
1992	1 138	956	593	769	1 285	1 401	6 142	5 528
1993	1 251	1 038	655	829	1 403	1 565	6 741	6 067
1994	1 377	1 125	722	893	1 533	1 761	7 411	6 670
1995	1 515	1 222	797	962	1 674	1 972	8 142	7 328
1996	1 666	1 326	879	1 063	1 328	2 207	8 969	8 072
1997	1 832	1 438	969	1 117	1 997	2 472	9 825	8 843
1998	2 016	1 560	1 069	1 203	2 181	2 768	10 797	9 717
1999	2 218	1 693	1 179	1 296	2 382	3 099	11 867	10 680
2000	2 439	1 828	1 301	1 396	2 602	3 471	13 037	11 733

a/ Según información suministrada por países y utilizado para comparación metodológica en 1977.

b/ Se reduce por el factor de diversidad

Cuadro 2

SISTEMA REGIONAL INTEGRADO: DEMANDA ANUAL DE ENERGIA
POR PAISES PARA AÑOS CARACTERISTICOS

(GWh)

	1982	1985	1988	1992	1997
Guatemala	2 192	3 005	4 121	6 153	9 908
El Salvador	2 036	2 653	3 461	4 795	7 209
Honduras	1 231	1 755	2 355	3 486	5 692
Nicaragua	1 870	2 487	3 306	4 557	6 085
Costa Rica	2 357	2 982	3 771	5 157	7 630
Panamá	2 677	3 611	4 936	7 758	13 655
<u>Total</u>	12 363	16 493	21 950	31 906	50 179
Crecimiento anual medio en el período (%)	10.1	10.0	9.8	9.5	

/POTENCIA

POTENCIA GEOTERMICA DESARROLLABLE

(MW)

Período	Total	1981-1983	1984-1986	1987-1989	1990-1994	1994-1999
Costa Rica	150	-	-	30	120	-
El Salvador	210	60	60	90	-	-
Guatemala	270	-	60	90	90	30
Honduras	-	-	-	-	-	-
Nicaragua	690	50	-	60	280	300
Panamá	60	-	-	-	30	30

ii) Recursos hidroeléctricos. Los recursos hidroeléctricos identificados en el área se clasificaron en dos tipos: 1) proyectos con características técnicas y costos con cierto grado de definición los cuales se supone que pueden ser desarrollados en el período 1981-1989, y 2) proyectos identificados cuyos antecedentes de costo se estimaron en forma preliminar. Para estos últimos se restringe su construcción al período 1990-1999. El número total de proyectos llegó a 46 con una potencia en conjunto de 18 000 MW --50% desarrollable en el primer período-- y energía generable estimada en 43 000 GWh cuyo detalle para los proyectos seleccionados por los modelos se utiliza más adelante.

f) Parámetros económicos

Los principales parámetros económicos utilizados en el estudio, tales como:

- Costos de inversión de centrales hidroeléctricas
- Costos de inversión de centrales termoeléctricas
- Costos fijos de operación y mantenimiento de centrales
- Rendimiento de centrales termoeléctricas

fueron determinados mediante informes de consultoría mientras que la tasa de actualización empleada en todos los estudios descritos en este anexo fue de 12%.

2. Resultados obtenidos con la metodología SIPSE

a) Adiciones de potencia requeridas

Las instalaciones y generación resultantes del modelo MNI se detallan en el cuadro 3. Las potencias totales adicionadas en las tres alternativas no son significativamente diferentes, aunque la alternativa B requiere menores adiciones. Las instalaciones termoeléctricas no geotérmicas en esta última alternativa son prácticamente nulas al requerirse más centrales hidroeléctricas, mientras que las de países aislados (y A) alcanzan a 2 600 MW.

b) Resultados de la operación

En el cuadro 4 se muestra el origen de la energía generada. Se observa que la energía termoeléctrica convencional se reduce en unos 53 000 GWh en la alternativa B y 36 000 GWh en la A, mientras que la energía geotérmica se aumentó en más de 10 000 GWh para las alternativas de desarrollo independiente. La generación hidroeléctrica consecuentemente resulta mayor en 73 000 GWh para la B y 37 000 GWh para la A.

Aun en el corto plazo (1981-1984) se observan ahorros importantes de generación térmica de las alternativas B y A frente a la de referencia, 7 000 GWh para la primera y 7 400 GWh para la segunda.

d) Costos de las alternativas

Los costos de las alternativas se señalan en el cuadro 5. El costo total actualizado de la alternativa B es el más bajo de los tres, 1 800 millones de dólares frente a 2 500 millones de los sistemas aislados y 2 050 millones de la A. Los ahorros en inversión son de 100 millones de dólares para la opción B y nulos para la A. Los ahorros en operación llegan a 600 millones de dólares para la variante B y 460 millones para la A.

Si se analiza el período que se ha llamado de corto plazo se observa que los ahorros en inversión de la alternativa B frente a los países aislados son de 200 millones de dólares, y los ahorros en operación, de 240 millones de dólares para la B y 250 millones para la A, valores actualizados a 1981.

Cuadro 3

METODOLOGIA SIPSE. ADICIONES DE POTENCIA
POR ALTERNATIVA, 1981-1999

(MW)

Período	Países aislados				Sistema regional							
	Geotérmica	Otra térmica	Hidro	Total	Desarrollo integrado				Desarrollo independiente			
					Geotérmica	Otra térmica	Hidro	Total	Geotérmica	Otra térmica	Hidro	Total
1 (1981-1983)	110	2	948	1 060	110	2	948	1 060	110	2	948	1 060
2 (1984-1986)	120	14	767	901	120	-	560	680	120	14	767	901
3 (1987-1989)	263	179	1 201	1 643	280	-	880	1 160	263	179	1 201	1 643
4 (1990-1994)	531	593	1 998	3 122	510	-	2 519	3 029	531	593	1 998	3 122
5 (1995-1999)	360	1 854	1 517	3 731	600	-	3 890	4 490	360	1 854	1 517	3 731
Total												
1981-1986	230	16	1 715	1 961	230	2	1 508	1 740	230	16	1 715	1 961
Porcentaje	13	-	87	100	13	-	87	100	13	-	87	100
1981-1999	1 384	2 642	6 431	10 457	1 620	2	8 797	10 419	1 384	2 642	6 431	10 457
Porcentaje	13	25	62	100	16	-	84	100	13	25	62	100

- II-20 -

Cuadro 4

METODOLOGIA SIPSE, GENERACION POR TIPO DE CENTRALES Y POR ALTERNATIVAS, 1981-1999

(GWh/año)

Período	Año medio	Alternativas											
		Países aislados				A. Sistema regional Desarrollo independiente				B. Sistema regional Desarrollo integrado			
		Geotér- mica	Otra térmica	Hidro	Total	Geotér- mica	Otra térmica	Hidro	Total	Geotér- mica	Otra térmica	Hidro	Total
1	1982	1 853	2 434	8 076	12 363	1 824	1 137	9 302	12 363	182	1 237	9 303	12 363
2	1985	2 464	2 396	11 633	16 493	2 185	1 128	13 180	16 493	2 407	1 218	12 868	6 493
3	1988	3 568	2 407	15 975	21 950	2 934	906	18 110	21 950	3 590	1 317	17 043	21 950
4	1992	5 769	2 990	23 147	31 906	4 925	1 141	25 840	31 906	4 840	893	26 173	31 906
5	1997	9 076	8 563	32 540	50 179	9 975	6 072	34 132	50 179	7 122	1 023	42 034	50 179
Totales													
1981-1986 ^{a/}		<u>12 951</u>	<u>14 490</u>	<u>59 127</u>	<u>86 568</u>	<u>12 027</u>	<u>7 095</u>	<u>67 446</u>	<u>86 568</u>	<u>12 690</u>	<u>7 365</u>	<u>66 513</u>	<u>86 568</u>
Porcentajes		15	17	68	100	14	8	78	100	15	9	76	100
1981-1999		<u>97 880</u>	<u>79 476</u>	<u>385 487</u>	<u>562 843</u>	<u>95 329</u>	<u>45 878</u>	<u>421 636</u>	<u>562 843</u>	<u>83 270</u>	<u>20 896</u>	<u>458 677</u>	<u>562 843</u>
Porcentajes		17	14	69	100	17	8	75	100	15	4	81	100

a/ Sin actualizar.

Cuadro 5

METODOLOGIA SIPSE. COSTO TOTAL ACTUALIZADO POR ALTERNATIVA

(Millones de pesos centroamericanos)

Período	Alternativas								
	Países aislados		Total	Sistema regional				Total	
	Período			A. Desarrollo independiente		B. Desarrollo integrado			
	Inversión	Operación		Período		Período			
		Inversión	Operación	Inversión	Operación				
1 (1981-1983)	968.5	213.6	968.5	100.5	967.3	100.5			
2 (1984-1986)	731.6	234.0	731.6	101.8	538.8	111.2			
3 (1987-1989)	1 305.8	265.7	1 305.8	90.8	966.6	139.2			
4 (1990-1994)	2 642.3	647.1	2 642.3	212.6	2 487.7	112.1			
5 (1995-1999)	2 904.7	2 172.1	2 904.7	1 370.4	3 664.8	158.9			
Costo total actualizado	<u>2 809.5</u>	<u>885.2</u>	<u>2 502.5^{a/}</u>	<u>2 809.5</u>	<u>428.7</u>	<u>2 046.0^{a/}</u>	<u>2 709.0</u>	<u>285.5</u>	<u>1 979.5^{a/}</u>

a/ Descontando el valor de rescate de las instalaciones.

e) Definición de un programa de obras para la alternativa de desarrollo integrado

El Modelo Nacional de Inversiones (MNI) no considera proyectos hidroeléctricos específicos. En consecuencia, para definirlos en la alternativa B se estudiaron varias opciones de programas de obras por medio de la metodología de evaluación de centrales hidroeléctricas denominada NOTA AZUL. Mediante este programa se valorizan los aportes de los proyectos al sistema utilizando como producto los aportes de potencia y de energía en la base y en el pico.

El programa de obras correspondiente, incluyendo instalaciones termoeléctricas se indica en el cuadro 6.

La definición de los programas de los países aislados se efectuó con un proceso similar al indicado, llegándose a determinar las instalaciones que se señalan en el cuadro 7.

3. Resultados obtenidos con el modelo WASP

a) Planteamiento del modelo

Algunos problemas encontrados en la aplicación de la metodología SIPSE al estudio regional de la interconexión, indicaron la necesidad de contar con un modelo que analice los proyectos hidroeléctricos en forma individual, motivo por el cual se decidió aplicar el modelo WASP al estudio. Se utilizó la versión entonces existente, WASP-2 y se trató en general de adaptar para ello los datos básicos utilizados en el modelo MNI, aunque en algunos casos los criterios de representación difieren.

Se estudiaron las mismas alternativas señaladas en la sección anterior y que corresponden a países aislados y desarrollo integrados A y B.

i) Previsiones de demanda. Se emplearon las indicadas en el cuadro 1.

ii) Plantas termoeléctricas existentes. En este caso no fue necesario sumar las plantas por categorías, de modo que se representó cada grupo de unidades iguales separadamente.

Cuadro 6

METODOLOGIA SIPSE. INTEGRADO B. ADICIONES DE POTENCIA

Período	Proyecto	País	Potencia instalada (MW)
1981-1983	Pueblo Viejo	Guatemala	300
	San Lorenzo	El Salvador	180
	El Cajón	Honduras	296
	Corobicí	Costa Rica	162
	Fortuna	Panamá	260
	Geotérmico	El Salvador	60
	Geotérmico	Nicaragua	50
1984-1986	Siquirres	Costa Rica	290
	Remolino	Honduras	112
	Semuc	Guatemala	128
	Geotérmico	Guatemala	60
	Geotérmico	El Salvador	60
1987-1989	Copalar	Nicaragua	330
	Geotérmico	Guatemala	90
	Geotérmico	El Salvador	90
	Geotérmico	Nicaragua	60
	Geotérmico	Costa Rica	40
1990-1994	El Tigre	El Salvador	540
	Guayabo	Costa Rica	150
	Teribe IC	Panamá	296
	Kalalá	Guatemala	276
	Chicoc	Guatemala	206
	Cuyamel	Honduras	700
	Boruca	Costa Rica	760
	Geotérmico	Guatemala	90
	Geotérmico	Nicaragua	280
	Geotérmico	Costa Rica	120
Geotérmico	Panamá	30	

Quadro 7

METODOLOGIA SIPSE. PAISES USUARIOS. ADICIONES DE POTENCIA

Año	País	Proyecto	Potencia (MW)	Energía (GWh)
<u>I. Hidráulicas</u>				
1982	Guatemala	Pueblo Viejo	300	1 650
	El Salvador	San Lorenzo	180	750
	Honduras	El Cajón	296	1 400
	Costa Rica	Corohici	162	840
	Panamá	Fortuna	260	1 420
1985	Nicaragua	Copalar	330	1 520
	Panamá	Teribe IC	296	1 600
1988	Guatemala	Chicoc	206	1 320
	El Salvador	Paso del Oso	40	140
	El Salvador	5 de Noviembre ^{a/}	60	-
	Honduras	Piedras Amarillas	310	1 240
	Costa Rica	Guayabo	153	1 200
	Panamá	Teribe IIA	264	1 600
1992	Guatemala	Semuc	123	660
	Guatemala	Xalalá	219	1 050
	El Salvador	El Astillero	15	90
	El Salvador	5 de Noviembre	60	-
	El Salvador	El Tigre	536	1 560
	Honduras	Cuyamel	680	2 670
	Costa Rica	Siquirres	300	2 000
	Panamá	Changuinola	610	2 840

/(continúa)

Cuadro 7 (Conclusión)

País	1982	1985	1988	1992	1997
<u>II. Geotérmico (MW)</u>					
Guatemala	-	60	90	90	30
El Salvador	60	60	90	-	-
Honduras	-	-	-	-	-
Nicaragua	50	-	60	280	300
Costa Rica	-	-	-	30	-
Panamá	-	-	-	30	30
<u>III. Turbina a gas (MW)</u>					
Guatemala	-	-	-	30	90
El Salvador	-	-	50	75	100
Honduras	-	-	-	-	-
Nicaragua	-	-	-	75	25
Costa Rica	-	-	-	-	-
Panamá	-	-	50	174	349
<u>IV. Térmico vapor (MW)</u>					
Guatemala	-	-	-	150	200
El Salvador	-	-	-	50	300
Honduras	-	-	-	-	-
Nicaragua	-	-	-	-	-
Costa Rica	-	-	-	-	-
Panamá	-	-	-	-	667

a/ Sobreequipo.

/iii) Plantas

iii) Plantas hidroeléctricas existentes. Se suministraron al modelo integrándolas en una planta virtual con datos de potencia de base (hilo de agua, potencia instalada, energía generable en el año medio, factores de hidráulicidad estacionales y condiciones hidrológicas seleccionadas. Se utilizaron dos períodos en el año (seco y húmedo) y tres condiciones hidrológicas (seca, media y húmeda), cuyas características se dedujeron de los resultados del modelo CONCENTRABLE de la metodología SIPSE.

iv) Plantas termoeléctricas propuestas. Se propuso el siguiente esquema:

Geotérmicas de 30 MW

Vapor petróleo de 50 MW

Vapor petróleo de 100 MW

Turbina a gas de 50 MW

Para los casos de las alternativas del sistema interconectado se cambió el tamaño de las unidades termoeléctricas a 100 y 200 MW.

Los costos de inversión y operación son los mismos utilizados en la metodología SIPSE.

v) Plantas hidroeléctricas propuestas. Se propusieron para cada país varios proyectos hidroeléctricos seleccionados con base en disponibilidad de datos hidrológicos con sus propias características de costos y generación en diferentes condiciones hidrológicas y para cada estación. La lista de proyectos propuesta para el sistema interregional se formó integrando las individuales y se indica en el cuadro 8.

vi) Parámetros económicos

Tasa de actualización: 12%

Costo de combustible: equivalente a 11.50 dólares por barril de petróleo, precio de mediados de 1974, más 3.5%, de aumento anual a precios constantes.

b) Adiciones de potencia requeridas

Los programas de obras producto de la aplicación del modelo WASP a las alternativas estudiadas se presentan en el anexo 4. En el cuadro 9 se indica la suma de las soluciones nacionales para formar la variante A y

Cuadro 8

MODELO WASP. PROYECTOS HIDROELECTRICOS PROPUESTOS

Proyecto	Potencia	Generación media (GWh)	Costo total (US\$/kW)
Pueblo Viejo (G)	300	1 974	866
San Lorenzo (S)	180	750	551
Corobicí (C)	163	841	643
Fortuna (P)	278	1 420	962
Copalar (N)	330	1 520	735
El Cajón (H)	296	1 659	488
Guayabo (C)	150	1 198	540
Chicoc (G)	206	1 323	1 215
Paso del Oso (S)	40	142	1 230
Teribe 1 (P)	296	1 600	514
Siquirres (C)	290	2 000	419
El Tigre (S)	540	1 557	917
Semuc (G)	112	658	523
Teribe 2 (P)	264	1 600	726
Xalalá (G)	276	1 051	431
Remolino (H)	128	752	816
Tzucanca (G)	60	371	1 025
Zapotillo (S)	120	366	760
Naranjito (H)	84	374	890
Changuinola (P)	609	2 700	1 000

Cuadro 9

MODELO WASP. INTEGRADO A. ADICIONES DE POTENCIA, 1981 A 1995

	Potencia instalada (MW)				Total
	Centrales hidroeléctricas	Centrales geotérmicas	Centrales a vapor	Turbinas a gas	
1981	-	120	100	-	220
1982	923	-	-	-	923
1983	-	30	-	-	30
1984	330	-	-	-	330
1985	446	30	-	-	476
1986	542	30	-	-	572
1987	290	30	-	-	320
1988	-	30	-	-	30
1989	1 149	-	300	-	1 449
1990	-	-	200	-	200
1991	276	60	-	-	336
1992	128	90	-	-	218
1993	112	120	-	200	432
1994	204	60	200	150	614
1995	60	240	300	150	750
Total	4 460	840	1 100	500	6 900

y en el cuadro 10 se indica la solución del modelo para el caso del sistema interconectado con abastecimiento integrado (alternativa B).

c) Costo de las alternativas

Los costos de inversión y operación para las diferentes alternativas estudiadas se indican en el cuadro 11. Las cifras corresponden al período 1981-1995 y se dan en valor presente actualizado al año inicial.

d) Conclusiones

En lo que respecta a la potencia instalada puede observarse que el modelo selecciona de preferencia instalaciones geotérmicas e hidráulicas.

En el caso de los países aislados se producen instalaciones de potencia termoeléctrica, cuando no hay proyectos hidroeléctricos que puedan entrar a servicio, cuando aquellos tienen costo muy elevado o cuando son demasiado grandes para el sistema (proyecto El Tigre). La potencia total instalada es apreciablemente menor en el caso del desarrollo integrado (B). (4 893 MW frente a 6 900 MW), lo que en buena medida corresponde a la reclusión de (1 600 MW) de potencia termoeléctrica.

En materia de resultados económicos en los costos de operación se observan ahorros de 370 millones de dólares de la alternativa B y de 490 millones en la alternativa A. El costo total actualizado menor corresponde a la alternativa B con 1 945 millones de dólares frente a 2 561 para los países aislados y 2 072 para la alternativa A.

4. Resultados obtenidos con el modelo Global de Selección de Inversiones (MGI)

a) Planteamiento del modelo

El modelo MGI se planteó regionalizado con seis nodos de forma de optimizar ya sea el conjunto o bien --eliminando las transmisiones-- cada sistema aisladamente.

Las características del consumo y del sistema existentes se calcularon a partir de las informaciones utilizadas en la metodología SIPSE.

Cuadro 10

MODELO WASP. INTEGRADO B. ADICIONES DE POTENCIA, 1981 A 1995

	Potencia instalada (MW)				Total
	Centrales hidroeléctricas	Centrales geotérmicas	Centrales a vapor	Turbinas a gas	
1981	300	60	-	-	360
1982	180	30	-	-	210
1983	-	90	-	-	90
1984	-	30	-	-	30
1985	163	150	-	-	313
1986	608	60	-	-	668
1987	296	180	-	-	476
1988	-	150	-	-	150
1989	-	60	-	-	60
1990	982	-	-	-	982
1991	916	-	-	-	916
1992	464	-	-	-	464
1993	-	-	-	-	-
1994	120	-	-	-	120
1995	84	60	-	-	144
Total	4 113	870	-	-	4 983

Cuadro 11

MODELO WASP. COSTO TOTAL ACTUALIZADO POR ALTERNATIVA

(Millones de pesos centroamericanos)

	Costo		Valor	
	Inversión	Operación	Residual	Total
Países aislados				
Alternativa I				
Costa Rica	383.6	21.0	151.2	253.4
El Salvador	352.4	272.4	123.6	501.1
Guatemala	444.6	155.9	153.8	446.6
Honduras	283.7	110.7	90.8	303.6
Nicaragua	243.3	270.3	85.6	428.0
Panamá	528.0	310.9	210.0	628.9
Suma países	2 235.6	1 141.2	815.0	2 561.6
Sistema regional				
Abastecimiento independiente				
(Alternativa A)	2 237	649	814	2 072
Sistema regional				
Abastecimiento integrado				
(Alternativa B)	2 084	768	906	1 945

Los aportes de las centrales hidroeléctricas existentes y futuras se obtuvieron mediante la aplicación de modelos de operación simulada.

La selección de proyectos hidroeléctricos futuros quedó restringida al igual que en el caso del modelo WASP debido a que un gran número de los que han sido tomados en cuenta en la aplicación de la metodología SIPSE no disponfa de información hidrológica. Se utilizaron los siguientes:

País	Proyectos
Costa Rica	Boruca Siquirres Guayabo
El Salvador	El Tigre Zapotillo Paso del Oso
Guatemala	Semuc Kalalá ^{a/} Polochic ^{a/}
Honduras	Naranjito Remolino
Nicaragua	Pavo Real Copalar
Panamá	Changuinola Teribe I Teribe II

a/ Estos proyectos no cuentan con hidrología, se les asignó la correspondiente a los proyectos identificados anteriormente como G X 2 y G X 3.

Al igual que en los procesos efectuados con el MNI, en el primer período (1981-1983) se consideraron instalados los proyectos Pueblo Viejo (Guatemala), San Lorenzo (El Salvador), El Cajón (Honduras), Corobici (Costa Rica), Fortuna (Panamá).

La curva de costos en función de la potencia instalada para los proyectos hidroeléctricos se obtuvo a partir del costo base mediante un programa de cómputo (COSCEN) preparado para el caso.

Los costos de operación y los restantes parámetros económicos se calcularon también a base de datos utilizados en los procesos con la metodología SIPSE.

b) Adiciones de potencia requeridas

Las adiciones de potencia recomendadas por el MGI incluyen, además de los proyectos hidroeléctricos para cada período, la potencia óptima por instalar en los mismos. En algunos casos se recomienda la instalación de una capacidad determinada y sobreequipamiento en períodos posteriores.

Los detalles de las instalaciones seleccionadas por el modelo se presentan en el cuadro 12 para los países aislados y en el cuadro 13 para la alternativa B.

En el cuadro 14 se indica un resumen de las adiciones de potencia para los países aislados y en el cuadro 15 las correspondientes a la opción A y B.

c) Transferencia de energía y costo de las alternativas

El modelo MGI selecciona las capacidades de transmisión a desarrollar en los países que permitan efectuar la operación más económica del sistema.

Las capacidades resultantes del proceso de optimización para la alternativa de abastecimiento integrado (B) se indican en el cuadro 16.

Los costos de las cuatro alternativas estudiadas con el MGI se presentan en el cuadro 17.

d) Conclusiones

Respecto a las potencias adicionadas al sistema se observa que la alternativa B presenta una instalación inferior en unos 1 000 MW a la de los países aislados. Esta última requiere mayor instalación de potencia termoeléctrica (22%); ello se debe a que en la alternativa de los países

Cuadro 12

MODELO MGI. INTEGRADO A. ADICIONES DE
POTENCIA POR PROYECTO Y PERIODO

País	Periodo	Proyecto	Instalaciones de potencia (MW)	
Costa Rica	1	1984-1986	Guayabo	150
			Geotérmica	52
	2	1987-1989	Turbinas a gas	38
			Geotérmica	60
	3	1990-1994	Turbinas a gas	211
			Siguirres	300
			Geotérmica	150
	4	1995-1999	Turbinas a gas	203
			Boruca	1 038
	El Salvador	1	1984-1986	Zapotillo
Geotérmica				60
Turbinas a gas				85
2		1987-1989	Geotérmica	90
			Vapor	18
			Turbinas a gas	76
3		1990-1994	El Tigre	300
			Geotérmica	90
			Vapor	110
			Turbinas a gas	24
4		1995-1999	Geotérmica	90
			Vapor	351
	Turbinas a gas		244	
Guatemala	1	1984-1986	Xalalá	100
			Geotérmica	60
	2	1987-1989	Xalalá	200 ^{a/}
			Geotérmica	90
	3	1990-1994	Polochic	300
			Geotérmica	90
			Vapor	148
	4	1995-1999	Turbinas a gas	82
			Semuc	97
			Geotérmica	30
			Vapor	611
				Turbinas a gas

/(continúa)

Quadro 12 (Conclusión)

País	Período	Proyecto	Instalaciones de potencia (MW)	
Honduras	1	1984-1986	Remolino	50
			Turbinas a gas	28
	2	1987-1989	Naranjito	49
			Remolino ^{a/}	30
			Vapor	57
			Turbinas a gas	25
	3	1990-1994	Naranjito ^{a/}	91
			Vapor	230
4	1995-1999	Vapor	346	
		Turbinas a gas	83	
Nicaragua	1	1984-1986	Copalar	250
			Turbinas a gas	46
	2	1987-1989	Geotérmica	60
			Vapor	12
			Turbinas a gas	68
	3	1990-1994	Paso Real	60
			Geotérmica	300
	4	1990-1994	Turbinas a gas	5
Geotérmica			300	
Panamá	1	1984-1986	Turbinas a gas	219
			Teribe II	250
	2	1987-1989	Teribe I	300
			Changuinola	685
	3	1990-1994	Geotérmica	30
			Vapor	226
			Geotérmica	30
			Vapor	839
4	1995-1999	Turbinas a gas	712	

a/ Reequipamiento.

Cuadro 13

MODELO MGI. INTEGRADO B. ADICIONES DE POTENCIA
POR PROYECTO Y PERIODO

Período	Proyecto	Instalaciones de potencia (MW)	
1	1984-1986	Zapotillo	45
		Remolino	160
		Boruca	223
		Siquirres	300
		Guajoyo	200
		Teribe II	117
		Geotérmica	170
2	1987-1989	Kalalá	300
		Boruca ^{a/}	527
		Teribe II ^{a/}	133
		Geotérmica	300
3	1990-1994	Semuc	50
		Polochic	300
		Teribe I	300
		Zapotillo ^{a/}	147
		Changuinola	500
		Copalar	250
		Geotérmica	660
4	1995-1999	Semuc ^{a/}	50
		El Tigre	300
		Naranjito	142
		Paso Real	60
		Copalar ^{a/}	200
		Changuinola ^{a/}	400
		Geotérmica	450
		Vapor	2 627
		Turbinas a gas	1 639

^{a/} Sobreequipamiento

Cuadro 14

MODELO MGI. INTEGRADO A. RESUMEN DE ADICIONES DE
POTENCIA POR PERIODO

(MW)

País	Periodo	Hidráulico	Geotérmico	Vapor	Turbina a gas	Total
Guatemala	1	100	60			160
	2	200	90			290
	3	300	90	148	82	620
	4	97	30	611	352	1 090
Total		697	270	759	434	2 160
El Salvador	1	200	60		85	345
	2		90	18	76	184
	3	300	90	110	24	524
	4		90	351	244	685
Total		500	330	479	429	1 653
Honduras	1	50			28	78
	2	79		57	25	161
	3	91		230		321
	4			346	83	429
Total		220		633	136	989
Nicaragua	1	250			46	296
	2		60	12	68	140
	3	60	300		5	365
	4		300		219	519
Total		310	660	12	338	1 320
Costa Rica	1	150	52		38	240
	2		60		211	271
	3	300	150		283	733
	4	1 038				1 038
Total		1 488	262		532	2 282
Panamá	1	250				250
	2	300				300
	3	685	30	226		941
	4		30	889	712	1 631
Total		1 235	60	1 115	712	3 122
Suma de países		4 450	1 582	2 998	2 502	11 532

Quadro 15

MODELO MGI. INTEGRADO B. RESUMEN DE ADICIONES DE
POTENCIA POR PERIODO
(MW)

Periodo	Hidráulico	Geotérmico	Vapor	Turbinas a gas	Total
i) Alternativa B					
1	1 045	170	-	-	1 215
2	960	300	-	-	1 260
3	1 547	660	-	-	2 207
4	1 152	450	2 627	1 639	5 868
<u>Total</u>	<u>4 704</u>	<u>1 508</u>	<u>2 627</u>	<u>1 639</u>	<u>10 550</u>
ii) Alternativa B1					
1	951	170	-	-	1 121
2	1 023	300	-	-	1 323
3	2 236	660	486	227	3 609
4	1 073	450	2 225	1 417	5 165
<u>Total</u>	<u>5 283</u>	<u>1 580</u>	<u>2 711</u>	<u>1 644</u>	<u>11 218</u>

Cuadro 16

MODELO MGI. INTEGRADO B. POTENCIA MEDIA TRANSMITIDA

(MW)

Transmisiones	Período			
	1	2	3	4
GUA - ELS	82	91	94	94
ELS - HON	190	241	338	338
HON - NIC	62	62	340	340
NIC - COS	253	506	544	544
COS - PAN	154	266	362	362

Cuadro 17

MODELO MGI. COSTO TOTAL ACTUALIZADO
POR ALTERNATIVA

(Millones de pesos centroamericanos)

Alternativa	Inversión en plantas de generación	Inversión en líneas de transmisión	Costos de operación	Total
Sistemas aislados	3 445	-	2 265	5 710
Sistema regional. Abastecimiento independiente	3 445	22	2 063	5 530
Sistema regional. Abastecimiento integrado	3 298	70	1 615	4 983
Sistema regional. Abastecimiento integrado con intercambios limitados	3 298	45	1 718	5 053

individuales los proyectos hidroeléctricos se aprovechan en menor proporción que en el caso del sistema integrado, el cual coloca potencia termoeléctrica sólo en el cuarto período por agotamiento de los recursos geotérmicos e hidráulicos.

En cuanto al costo de las alternativas cabe destacar los costos de operación. En las alternativas A y B resultaron 650 millones de dólares respectivamente más bajos que el caso de los países aislados A.

El programa de menor costo total es el de la alternativa B con 4 983 millones frente a 5 530 millones de la alternativa C y 5 710 millones correspondiente a los sistemas aislados.

5. Conclusiones generales sobre los resultados obtenidos con las tres metodologías

En el análisis comparativo de los resultados debe tenerse en cuenta la aplicación de la metodología SIPSE que se hizo en forma más detallada que las restantes y contó con un mayor catálogo de proyectos hidroeléctricos. La implementación del modelo MGI tuvo como objetivo fundamental formar los siete modelos (para cada uno de los países y para el sistema interconectado) y probar su correcto funcionamiento. Puesto que el modelo WASP no es capaz de seleccionar los proyectos hidroeléctricos por sí solo, su aplicación tuvo por objeto examinar posibilidades de aplicación como programa de simulación anual de los sistemas; por otra parte, el tiempo de que se dispuso para los procesos no hizo posible su aplicación más detallada, ya que el trabajo con este modelo es muy laborioso.

Los resultados generales de la aplicación preliminar de los tres modelos se muestran en el cuadro 18.

Aunque por las diferencias conceptuales existentes entre los proyectos, las comparaciones directas entre los resultados obtenidos deben ser tomadas con reserva, las cifras dan una idea del orden de magnitud dentro del cual puede esperarse se encuentren los beneficios globales de la interconexión, (considerando sólo parcialmente el costo de las redes internacionales de transmisión), y pueden destacarse al respecto las siguientes observaciones:

Cuadro 18

ISTMO CENTROAMERICANO: COMPENDIO DE COSTOS TOTALES
ACTUALIZADOS, POR METODOLOGIA UTILIZADA

(Millones de pesos centroamericanos)

Alternativa	Inversión	Operación	Valor de rescate	Costo total
<u>Metodología SIPSE (Modelo MNI)</u>				
A. Desarrollo nacional independiente	2 809	885	1 192	2 502
B. Desarrollo regional. Abastecimiento independiente (A)	2 909	428	1 192	2 046
C. Desarrollo regional integrado (B)	2 709	285	1 015	1 979
<u>Modelo WASP</u>				
A. Desarrollo nacional independiente	2 236	1 141	815	2 561
B. Desarrollo regional. Abastecimiento independiente (A)	2 237	649	814	2 072
C. Desarrollo regional integrado (B)	2 034	768	906	1 945
<u>Modelo MGI</u>				
A. Desarrollo nacional independiente	3 445 ^{a/}	2 265 ^{b/}	<u>c/</u>	5 710
B. Desarrollo regional. Abastecimiento independiente (A)	3 445+22 ^{d/}	2 063		5 530
C. Desarrollo regional integrado (B)	3 298+70 ^{d/}	1 615		4 983
C1. Desarrollo regional integrado con intercambios limitados (B1)	3 289+45 ^{d/}	1 718		5 053

- a/ Los costos de inversión para el MGI incluyen gastos de ingeniería e imprevistos (el primer período para el MGI es 1984-1986).
- b/ En el cálculo de los costos se prolonga la operación del último año hasta el infinito y se actualiza a 1984.
- c/ No es aplicable ya que el programa se lleva al infinito y se actualiza a mediados de 1984.
- d/ Inversiones en sistema de transmisión.

/1) El costo

i) El costo menor de suministro según las tres metodologías corresponde a la alternativa B, de desarrollo integrado, cuyos ahorros con respecto a la alternativa A serían de 520 (MNI), 620 (WASP) u 800 (MGI) millones de dólares.

ii) Sólo la operación conjunta de los sistemas desarrollados en forma independiente (alternativa A) significaría ahorros importantes de operación cuyo monto alcanzaría, según los tres métodos de análisis, a 460 (MNI), 490 (WASP) y 200 (MGI) millones de dólares.^{6/}

iii) Los beneficios de la interconexión se comparan favorablemente con los costos de inversión y operación de la red internacional de interconexión, cuyo costo se estimó en la época en que se hizo esta comparación del orden de los 100 millones de dólares.

Resulta necesario destacar que aunque las conclusiones generales del estudio pueden considerarse válidas, las cifras mismas y los programas de desarrollo definidos cambiaron grandemente cuando se actualizaron y mejoraron las informaciones en que están basadas.

Por otra parte el nivel con que se ha desarrollado esta comparación permite solamente obtener resultados globales, mientras que la adopción de decisiones en materia de interconexión requiere definir con cierta precisión los beneficios que caben esperarse para cada uno de los países involucrados en ella, motivo por el cual se hizo necesario completar la metodología con un sistema de evaluación de la repartición de beneficios entre países.

^{6/} Al parecer la estimación del modelo WASP es optimista debido a que no se completaron las condiciones de seguridad de suministro de energía (lo que con el modelo WASP-2 requiere de un trabajo muy detallado). Por otra parte, es posible que la estimación de ahorros de operación según el modelo MGI al hacerse con dos bloques en vez de una curva de demanda, pueda ser pesimista. Además, la falta de proyectos hidroeléctricos definidos obliga en este modelo a instalar mayor potencia térmica subiendo consecuentemente los costos de operación.

Anexo II

MODELO GLOBAL DE SELECCION DE INVERSIONES (MGI)

1. Planteamiento general

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

El problema se ha planteado para ser resuelto a través de la Programación Lineal, para lo cual debe tener la estructura siguiente:

Minimizar la función lineal:

$$Z = C_1 X_1 + C_2 X_2 + \dots + C_n X_n$$

sujeto a las restricciones también lineales:

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

·
·
·
·

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

$$X_j \geq 0 \quad \left. \begin{array}{l} j = 1 \\ \dots \\ j = n \end{array} \right\} \text{an}$$

donde los coeficientes C_j , a_{ij} , b_i son constantes conocidas.

En el presente caso:

- Las variables serán de dos tipos: unas representarán el equipamiento futuro expresado en términos de capacidad instalada y otras la operación del sistema (producción de centrales térmicas, energía embalsada, energía transmitida).

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

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

2. Condiciones y criterios

a) Extensión del estudio

A partir del año de inicio del estudio se consideran varios períodos que pueden ser de duración variable.

Las instalaciones consideradas deben abastecer el consumo del último año de cada período. Se ha utilizado como año de análisis el año hidrológico que comienza en mayo y termina en abril del año calendario siguiente como se indica:

<u>Período</u>	<u>Años del período</u>	<u>Año de análisis</u>
1	Mayo 1984 - abril 1987	Mayo 1986 - abril 1987
2	Mayo 1987 - abril 1990	Mayo 1989 - abril 1990
3	Mayo 1990 - abril 1995	Mayo 1995 - abril 1995
4	Mayo 1995 - abril 2000	Mayo 1999 - abril 2000

b) Esquematización de la demanda

La demanda de cada año de análisis se ha representado por cinco factores: la demanda máxima del año y la energía en cada trimestre correspondientes a mayo-junio, julio-septiembre, noviembre-enero y febrero-abril.

c) Regionalización

Cada país se ha considerado como un centro de consumo que concentra la producción y demanda del mismo, por el cual las centrales deben incluir en sus costos el sistema de transmisión asociado a ellas.

Al estudiar el sistema integrado se toman en cuenta las transferencias de energía y potencia entre nodos que corresponden a cada uno de los seis países involucrados.

/d) Criterio

d) Criterio de seguridad

Se ha adoptado como criterio de seguridad en potencia, el abastecer el sistema con una reserva del 15% de la demanda máxima. Para la energía el satisfacer la demanda en condición hidrológica 95%, o sea que los aportes a las centrales hidroeléctricas serán mayores durante un 95% del tiempo. En estricto rigor los aportes que dan seguridad de abastecimiento 95% para el sistema no corresponden a la suma de aportes de seguridad 95% para cada central separadamente. Sin embargo, se acepta esta aproximación en el modelo global.

e) Criterio económico

Si se considera que la demanda debe ser abastecida bajo condiciones de seguridad comunes --que equivale a establecer que todos los programas alternativos de abastecimiento den el mismo servicio-- el criterio del máximo beneficio actualizado se transforma en el de mínimo costo.

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

3. Ecuaciones de abastecimiento

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

i) Potencia garantizada. Impone el abastecimiento de la demanda máxima anual más una reserva del 15%, y debe ser abastecida por el aporte neto de las centrales instaladas hasta la fecha. Cabe mencionar que en el

Sistema Integrado, la demanda máxima es menor que la suma de las demandas máximas de cada país, por razones de diversidad de ocurrencia en el tiempo.

ii) Energía garantizada. Impone el abastecimiento de energía de cada estación considerando la producción de las centrales hidráulicas en año seco (hidrología 95%).

iii) Energía promedio. Impone el abastecimiento de cada estación considerando los aportes promedios de las centrales hidroeléctricas.

Los dos primeros tipos de restricción constituyen objetivos de garantía del sistema y son los que determinan las capacidades adicionales en centrales y sistemas de transmisión necesarios para satisfacer las condiciones de seguridad exigidas en el abastecimiento de la demanda. El tercer tipo determina las condiciones y el costo de explotación del sistema en año medio.

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

4. Representación de las centrales hidroeléctricas previsibles

Los tipos de equipamiento futuro considerados son:

- Centrales hidroeléctricas
- Centrales geotérmicas
- Centrales termoeléctricas convencionales a petróleo
- Turbinas de gas
- Instalación y ampliación del sistema de transmisión entre nodos.

Las alternativas hidroeléctricas presentan características individuales importantes que las diferencian entre sí (capacidad, régimen hidrológico, capacidad de regulación). Además, en el caso estudiado, el desarrollo de algunos de los proyectos significaría cambios importantes en el abastecimiento de los sistemas. Por estos motivos se justifica representar cada proyecto hidroeléctrico por sus propias características.

a) VARIABLES DE CAPACIDAD

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

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

b) RESTRICCIONES DE CAPACIDAD

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

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

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

c) APORTES DE ENERGÍA

Para representar los aportes de las centrales se han definido las energías en los períodos indicados en función de la potencia instalada. Estas curvas de energía garantizada y de energía

media para cada estación se han linealizado para cada una de las subcentrales o etapas que representa la central.

Esto quiere decir que para cada etapa existe un aporte de energía constante por unidad de potencia instalada, correspondiendo a cada uno de los bloques de demanda. Por lo tanto, la producción de la central queda definida por una función lineal de la potencia instalada a la que se suman o restan los aportes de regulación estacional.

Las potencias instaladas en centrales en un período contribuyen al abastecimiento de ese período y los siguientes.

d) VARIABLES DE EXPLOTACIÓN

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

e) RESTRICCIONES DE OPERACIÓN DEL EMBALSE

Se imponen tres condiciones a la operación del embalse:

i) La transferencia no debe sobrepasar un cierto volumen máximo, definido éste por la capacidad del embalse, limitaciones de riego o razones de seguridad,

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

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

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

5. Centrales térmicas a vapor y turbinas a gas previsibles

Se han considerado las alternativas de instalación de centrales térmicas a vapor y a gas en cada uno de los seis nodos. Su representación es idéntica y las explicaciones siguientes son válidas para ambas, excepto en lo que se refiere a los coeficientes de disponibilidad y operación mínima, como se detallará más adelante.

a) VARIABLES DE CAPACIDAD

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

La representación de la variación de los costos con el tamaño no se ha tomado en cuenta explícitamente en el modelo, sino que se ha adoptado una unidad de tamaño máximo en cada período. El tamaño de la central está reflejado en el costo correspondiente, siendo la potencia a instalar una variable continua. Para las turbinas a gas se han adoptado unidades de 25 MW en todos los períodos y países.

La variable de capacidad representa la potencia neta instalada en centrales a vapor del tamaño correspondiente al costo utilizado en la función objetivo.

Las centrales instaladas en cada período contribuyen al abastecimiento de ese período y los siguientes.

b) VARIABLES DE EXPLOTACIÓN

Las centrales térmicas complementan a las hidroeléctricas ante variaciones de los aportes hidrológicos, y tendrán generación distinta en función de las contribuciones de las centrales hidroeléctricas.

/Se definen

Se definen variables de generación de las centrales térmicas a vapor y turbinas a gas en año medio y seco y para cada trimestre. Las variables de generación en año medio aparecen en la función objetivo. Como una manera de disminuir el número de variables, sólo se ha considerado una en cada período, que representa la generación de todas las potencias en centrales térmicas de cada tipo instaladas hasta ese período, y por lo tanto se asigna el mismo costo de generación a todas estas centrales en cada uno.

c) Restricciones

Las centrales térmicas a vapor y turbina a gas tienen las siguientes limitaciones de operación:

La generación de las centrales térmicas está limitada a un máximo determinado por la potencia instalada, la indisponibilidad por fallas eventuales y por los períodos de mantenimiento programados y a un mínimo que depende del tipo de planta. Estas variables se escriben como un factor de planta máximo que multiplica la potencia instalada.

6. Centrales geotérmicas previsibles

En algunos de los países estudiados existe la posibilidad de instalación de unidades de generación geotérmica. Por tener un costo variable de generación prácticamente nulo, de instalarse estas centrales operarían en la base. Su aporte está limitado solamente por las fallas y los períodos de mantenimiento, motivo por el cual se les ha dado un tratamiento muy similar a las centrales hidroeléctricas.

a) Variables

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

b) Aportes

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

/c) Limitación

c) Limitación de los recursos disponibles

Los recursos geotérmicos disponibles se limitan en cada período a las posibilidades de desarrollo de los campos productivos según se explica en el capítulo III. Se han considerado que aquellos recursos posibles de desarrollarse y no seleccionados por el programa en un período podrían ser agregados al desarrollo del período subsecuente a través de una restricción que se impone en cada período.

7. Sistemas de transmisión previsible

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

a) Variable de capacidad

Se define una variable de capacidad de transmisión entre nodos para cada período. Es una variable continua que tiene asociado un costo de inversión (US\$/kW transmitido). Representa la capacidad adicional de transmisión que se instala en cada período, y la transmisión está limitada a la suma de las capacidades instaladas más la capacidad inicial.

b) Variabes de explotación

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

c) Restricciones

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

/d) Limitaciones

d) Limitaciones de las transmisiones

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

8. Instalaciones de generación y transmisión existentes

El equipamiento existente a la fecha de iniciación del estudio se representa en forma similar a las centrales futuras, con algunas excepciones que tienden a simplificar el planteamiento.

Por ser centrales ya instaladas, se cuenta con sus aportes garantizados sin un aumento de inversión, por lo cual se ha restado a la demanda por abastecer el aporte constante que significa la potencia de dichas centrales.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, los aportes de energía se han restado de la demanda por abastecer. Para las centrales térmicas a vapor, diesel o gas, la operación en año y medio y seco se representa por la generación en los trimestres típicos de cada período.

La capacidad de embalse de las centrales hidroeléctricas existentes se ha representado por una variable de traspaso de energía entre estaciones. Esta variable está limitada a un valor máximo definido en forma similar que para los proyectos hidroeléctricos futuros.

9. La función de costo

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

a) Actualización de las inversiones

En la práctica, las inversiones estarían distribuidas en los tres o cinco años del período. Si suponemos que se ponen en servicio centrales cada dos años, con potencias iguales al crecimiento de la demanda, una

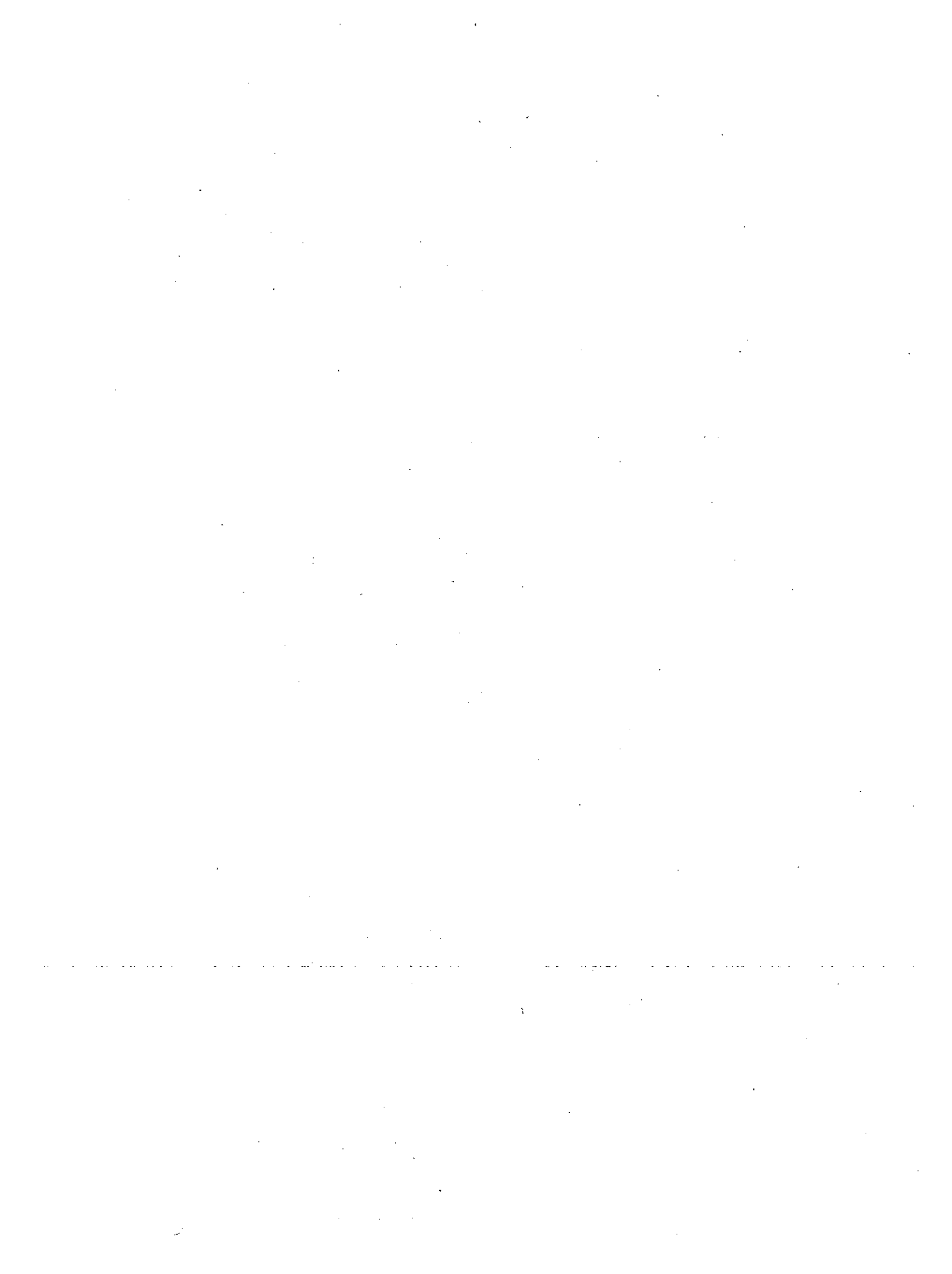
/inversión

inversión equivalente se concentra a principios del segundo año del período de tres y del tercer año del período de cinco (año medio).

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

b) Actualización de los costos variables

Las variables de explotación de las centrales térmicas corresponden a la generación de la central para el abastecimiento del último año del período. Sin embargo, como la generación varía en el tiempo, se ha supuesto una variación lineal año con año de la generación de una central de un período a otro, y los coeficientes de costos de generación se han calculado con base en esta hipótesis. En el cuarto período se ha agregado el valor correspondiente a la generación desde el año 18 hasta el infinito en el supuesto de que se mantiene indefinidamente la situación del último año del cuarto período.



Anexo III

MODELO WASP-3



A. Modelo WAsP-3

1. Generalidades

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

El análisis metodológico realizado para el Estudio de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano concluyó que la versión entonces existente del modelo (WASP-2) podía ser objeto de importantes modificaciones tendientes especialmente a mejorar la representación de las plantas hidroeléctricas. Con tal objeto se formó una comisión ad-hoc OIEA-CEPAL que trabajó en las modificaciones mencionadas, obteniéndose como resultados una nueva versión del modelo que se denominó WASP-3 y que se describe brevemente en lo que sigue.

El WASP está diseñado para encontrar la política de expansión de generación económicamente óptima para un sistema eléctrico dentro de restricciones especificadas por el usuario. La versión original fue desarrollada por la Tennessee Valley Authority (TVA) de los Estados Unidos de América, y es una versión de segunda generación del Programa "Systems Analysis Generation Expansion (SAGE)" desarrollado por y para la TVA. Utiliza estimación probabilística para los costos de producción y la confiabilidad del sistema y optimiza por el método de programación dinámica.

2. Estructura del programa

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

- FIXSYS: Describe el estado del sistema eléctrico al inicio del estudio.
- VARSYS: Define el tipo de unidades que se usarán en la expansión del sistema durante el período de estudio.
- LOADSY: Define las necesidades de generación del sistema a través de curvas de duración de demanda para cada estación o mes de cada año del período de estudio.

/CONGEN:

- CONGEN:** Genera las alternativas de expansión del sistema (configuraciones) respetando las opciones indicadas por el planificador.
- MERSIM:** Calcula los costos de operación para cada una de las configuraciones generadas en CONGEN empleando el método de simulación probabilística.
- DYNPRO:** A través del algoritmo de programación dinámica determina la política óptima (mínimo costo total actualizado) entre las alternativas definidas en CONGEN.

Esta estructura modular permite al usuario observar los resultados intermedios, analizando paso a paso los resultados y corrigiendo errores con el consiguiente ahorro de tiempo. También permite disminuir la memoria necesaria y poder emplear computadores relativamente pequeños.

3. Flujo de información entre programas

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

Los módulos FIXSYS, VARSYS y LOADSY son independientes unos de otros y generan archivos separados para ser usados por los tres módulos restantes, que deben ser ejecutados en orden después de la ejecución de los tres primeros.

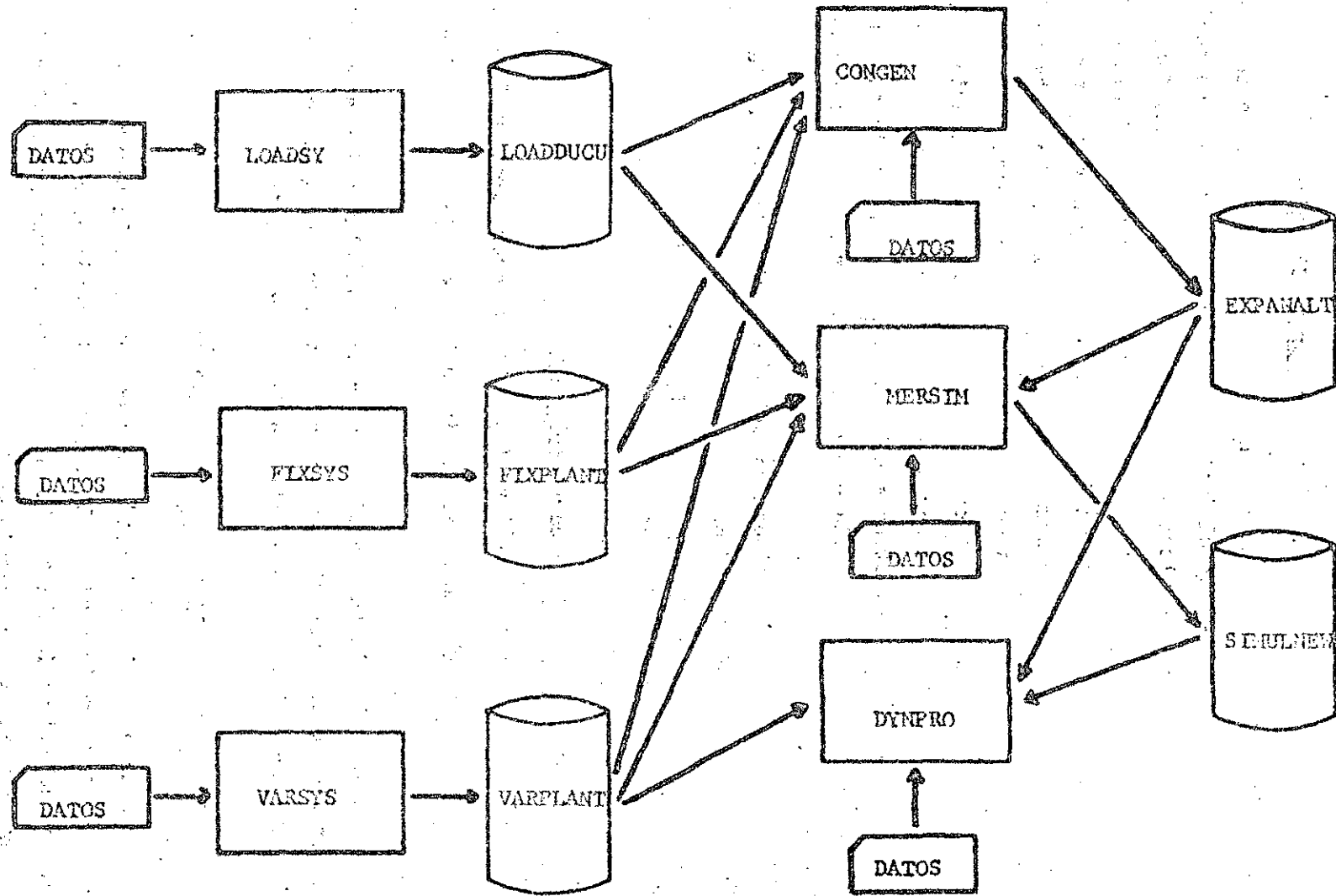
El programa CONGEN usa los archivos generados por los tres primeros módulos y datos adicionales en tarjeta para crear un archivo que contiene las configuraciones generadas para cada año.

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

En el esquema 1 se muestra un diagrama de flujo esquemático de los seis módulos del WASP.

Esquema 1

FLUJO DE INFORMACION EN EL MODELO WASP-3



/4. Simulación

4. Simulación probabilística

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

Para calcular la generación de una unidad, es necesario definir en primer lugar, el orden de carga de las unidades, pues la generación de una unidad cualquiera generalmente sólo se ve afectada por la salida forzada de unidades que están bajo ella en el orden de carga y no por las que están sobre ella.

Consideremos la primera unidad en el orden de carga. Su generación será:

$$E_1 = P_1 \cdot T \cdot \int_{a_1}^{b_1} L_0(x) dx$$

donde:

$L_0(x)$: curva de carga original

P_1 : disponibilidad (de estar en operación) de la planta 1

a_1, b_1 : ubicación de la planta 1 en el eje de potencias de $L_0(x)$

Cuando la planta 1 está en operación, la planta 2 y siguientes se colocan en cierta posición en la curva original $L_0(x)$, con una probabilidad P_1 de ocurrencia. La generación de la planta 2 será:

$$E_2' = P_1 T \int_{a_2}^{b_2} L_0(x) dx$$

Cuando la planta 1 está fuera de servicio, la planta 2 y siguientes se desplazan hacia abajo en la curva de duración el equivalente a la potencia c_1 (capacidad de la planta 1). Esto ocurre con una probabilidad $(1 - P_1)$. La generación en esta situación será:

$$/E_2'' =$$

$$E_2'' = (1-p_1) T \int_{a_2}^{b_2} L_0(x) dx = (1-p_1) T \int_a^b L_0(x-c_1) dx$$

La generación esperada de la planta 2 será:

$$E_2 = E_2' + E_2'' = T \int_a^b \left(p_1 L_0(x) + (1-p_1) L_0(x-c_1) \right) dx$$

la expresión

$$L_1(x) = p_1 L_0(x) + (1-p_1) L_0(x-c_1)$$

define la curva de duración equivalente para la planta 2.

La expresión general de la curva de duración equivalente será: por recurrencia:

$$L_n(x) = p_n L_n(x) + (1-p_n) L_{n-1}(x-c_n)$$

y la generación de la planta n:

$$E_n = p_n \cdot T \int_{a_n}^{b_n} L_{n-1}(x) dx$$

Es importante hacer notar que el cálculo de la energía de una planta cualquiera se hace integrando entre los límites apropiados, de una curva de carga equivalente que considere solamente las unidades que están bajo ella en la curva de carga. (Véase el gráfico 1).

5. Descripción de los módulos

a) Módulo de descripción de la carga (LOADSY)

El programa de descripción de la carga define las potencias y energías previstas que deberán ser abastecidas por el sistema durante el período de estudio. Las cargas de los diferentes períodos se representan por curvas de duración de potencia.

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

- i) El número de períodos por año (1 a 12).
- ii) La demanda pico anual.
- iii) La relación de la demanda pico de cada período del año con respecto a la demanda pico anual, para cada año del estudio.

/Gráfico 1

Orden de carga cuando la unidad 1 no está disponible

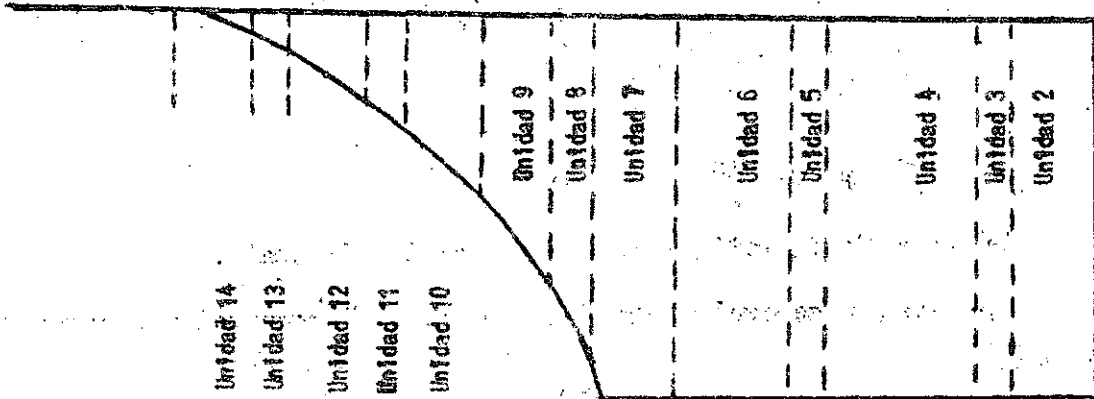
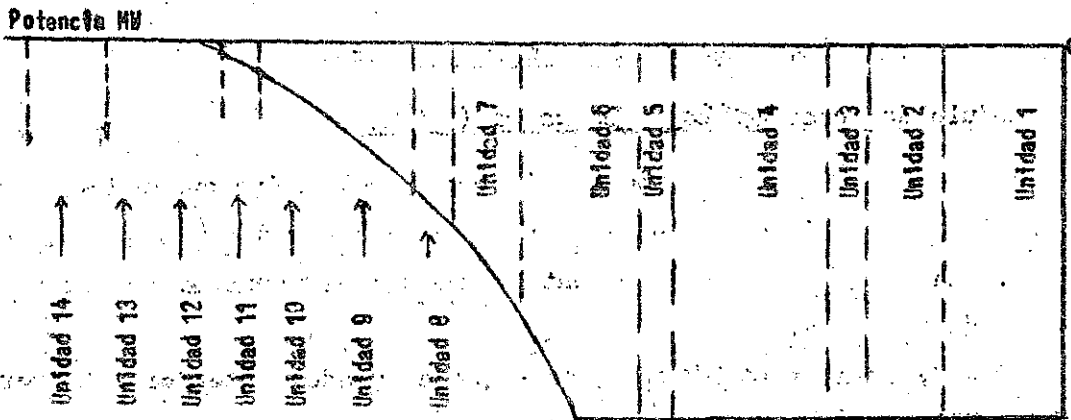


Gráfico 1

UBICACION TIPICA DE CENTRALES GENERADORAS EN CURVA DE DURACION DE CARGA

Orden de carga cuando todas las unidades están 100% disponibles



PROBABILIDAD

iv) La forma de la curva de duración de carga para cada período del año expresada como los coeficientes de un polinomio de quinto orden. Esta curva puede cambiarse cada año.

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

Para su uso en los módulos CONGEN y MERSIM, los ejes de las curvas de duración de carga periódicas se invierten y se representan por una serie de Fourier de hasta 100 términos.

b) Módulo de descripción del sistema fijo (FIXSYS)

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

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

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

Adicionalmente se especifica una "clase de mantenimiento" (discutida en el párrafo siguiente). Cada año pueden especificarse adiciones o retiros de unidades a las plantas térmicas con respecto al conjunto definido inicialmente.

iii) Para el sistema hidroeléctrico existente se especifica el nombre de cada uno de los dos tipos de plantas en que pueden clasificarse las hidroeléctricas existentes, el número de condiciones hidrológicas y su peso relativo o probabilidad de cada una de ellas.

Para cada planta de este sistema se especifica el tipo,^{1/} la capacidad instalada y la capacidad de regulación medida en energía; para cada período

1/ Uno de los definidos.

/y para

y para cada condición hidrológica se indica la potencia disponible, la energía afluente a la planta y la energía mínima a ser generada en base debido a compromisos especiales (regadío, agua potable, nevegación, etc.).

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

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

Para las plantas hidroeléctricas se aceptan tasas de salida forzada y tiempos de mantenimiento programado iguales a cero las que sin embargo pueden tomarse en cuenta usando capacidades promedio efectivas menores que la capacidad nominal total.

c) Módulo del sistema variable (VARSYS)

El programa del sistema variable crea un archivo de datos describiendo las plantas o tipos de unidades que pueden considerarse como candidatas para expandir el sistema en el período de estudio. Puede haber hasta 12 tipos de candidatas térmicas y 2 tipos hidroeléctricas. Dentro de cada tipo de plantas hidroeléctricas pueden ser incluidos hasta 30 proyectos ordenados; el usuario ordena los proyectos de cada tipo en base a lo que él considera ser el orden de mérito económico u otro criterio.

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

/Los datos

Los datos de entrada requeridos son:

- i) El número de períodos en el año.
- ii) Para cada tipo de planta térmica, la misma información requerida en el sistema fijo, excepto que el número de unidades no se especifica.
- iii) Para cada proyecto hidroeléctrico la misma información requerida en el sistema fijo. Adicionalmente, debe indicarse el primer año en que el proyecto puede ser seleccionado. Las potencias y energía de cada proyecto son agregadas a la planta equivalente de su tipo en el instante que se incorporan al sistema.

d) Módulo generador de configuraciones de expansión (CONGEN)

El módulo CONGEN crea un archivo de datos, usado por los módulos MERSIM y DYNPRO, describiendo año con año las configuraciones alternativas del sistema a ser evaluadas. Los datos de entrada requeridos para cada año del estudio son:

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

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

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

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

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

/una configuración

una configuración aceptable en un año dado, debe ser congruente al menos con una de las configuraciones aceptadas para el año anterior.

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

e) Módulo de Simulación Probabilística (MERSIM)

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

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

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

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

No es necesario indicar el orden de carga de las centrales hidroeléctricas dado que el bloque de capacidad de base de estas plantas se coloca siempre

en primer lugar del orden de carga, y la capacidad restante es colocada por el programa en la curva de cada uno de modo de tratar de aprovechar toda la energía y potencia disponible.

Las plantas térmicas pueden ser colocadas en cualquier orden especificado por el usuario, con la única restricción de que, para una planta dada, el bloque de capacidad de base debe estar antes que el bloque de capacidad de pico. Un bloque de capacidad de base no es necesariamente colocado como "base" ya que la posición de la planta en el orden de carga puede ser demasiado hacia la punta (alta en la curva) como para permitirlo; y un bloque "pico" de una planta puede ser cargado como base, si su posición en el orden de carga es suficientemente baja.

En el módulo MERSIM se usa un método heurístico para desarrollar una distribución razonable del mantenimiento entre los períodos del año, o sea que el mantenimiento de las unidades más grandes se haga en el período que te tenga el marco "espacio para mantenimiento", siendo ésta la diferencia entre el pico de la carga y la capacidad instalada. De acuerdo al tamaño, el mantenimiento de las unidades térmicas se divide en hasta siete clases. Habiendo decidido en cuál período se realizará el mantenimiento de una unidad particular, se acepta que el mantenimiento está distribuido aleatoriamente en dicho período, y por lo tanto, puede ser combinado con las tasas de salida forzadas para estimar los factores de capacidad de planta y la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) del sistema. Es decir, que el LOLP calculado en MERSIM incluye los efectos de salidas programadas mientras que el LOLP del CONGEN no los incluye. Los LOLP de los períodos son promediados para obtener el LOLP anual. Este método de manipular el mantenimiento es, por supuesto, sólo una aproximación pero se entiende que representa un balance razonable entre la precisión y el tiempo de computación requeridos para estudios de expansión a largo plazo.

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

f) Módulo de optimización (DYNPRO)

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

Los datos de entrada al DYNPRO se resumen a continuación:

- i) Para cada proyecto candidato de expansión definido en el módulo VARSYS:
 - Costos de inversión (US\$/KW), en moneda local y extranjera.
 - Vida útil de la planta (años).
- ii) Un factor por el cual se multiplican los costos en moneda extranjera (valor por defecto 1.0) para tomar en cuenta el efecto de las tasas de cambio.
- iii) Factores individuales multiplicadores para los costos de operación y mantenimiento domésticos y foráneos, para cada uno de los tipos de plantas térmicas (combustibles), según la definición incluida en la descripción del sistema fijo y del variable.
- iv) Años de referencia para el cálculo del valor presente y para propósitos de aplicación de las tasas de escalación.
- v) Un valor único de la tasa de descuento (% por año) a ser aplicada a todos los costos de inversión domésticos, y otro valor único para la tasa de descuento a utilizar para todos los costos foráneos de inversión. (Alternativamente, para cada proyecto candidato de expansión, puede especificarse un valor individual de la tasa de descuento a aplicar sobre los costos domésticos y foráneos). Estas tasas de descuento pueden ser variadas año con año.

/vi) Un valor

vi) Un valor único para la tasa de descuento (% por año) a ser aplicada a todos los costos domésticos de operación y mantenimiento y otro valor único para la tasa correspondiente a los costos de operación y mantenimiento foráneos. (Alternativamente, para cada uno de los tipos de planta térmica (combustible), pueden definirse valores individuales para las tasas de descuento a aplicar sobre los costos de operación locales y foráneos). Si se desea, estos valores pueden ser modificados para cada año del estudio.

vii) Tasas de escalación individuales para los costos de operación y mantenimiento para cada uno de los tipos de plantas térmicas (combustibles). Estos valores serían aplicados en adición a aquellos utilizados en el MERSIM y se utilizarán en estudios de sensibilidad.

viii) Tasas de escalación individuales a aplicar sobre los costos de inversión para cada proyecto candidato de expansión.

ix) Valor máximo permisible para la probabilidad de pérdida de carga.

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

Estos datos, junto con la información suplida en los restantes módulos permite una flexibilidad considerable en la definición del criterio por el cual se juzgará el programa óptimo "mejor" para el plan de expansión.

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

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

- Máxima probabilidad de pérdida de carga aceptable.
- Mínimo y máximo margen de reserva en potencia.
- Costo de falla incorporado a la función objetivo.
- Mínimo y máximo número de unidades de cada tipo (termoeléctricas e hidroeléctricas) a instalar en cada año.

/Para el

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

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

Dado que el DYNPRO calcula los caminos más económicos para todas las configuraciones del año horizonte, es posible pedirle igualmente hasta nueve de las soluciones más cercanas a la óptima, como indicación de cuán "plana" resulta la función objetivo en la vecindad de la óptima, o sea cuán cerca se encuentran las funciones objetivo de estas nueve soluciones respecto al óptimo.

/El módulo

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

Debido a que el DYNPRO toma relativamente poco tiempo de computación comparado con el MERSIM, el primero puede ser usado convenientemente para realizar estudios de sensibilidad ejecutando una serie de corridas sometidas para ejecución al mismo tiempo, en las cuales se varían los parámetros económicos más importantes para indicar la sensibilidad de la solución óptima a cada uno de los parámetros involucrados en la optimización.

B. Modificaciones al modelo WASP-2

1. Resumen

El modelo WASP-2 representa con cierto detalle las características de las centrales térmicas pero la representación de las plantas hidroeléctricas no tiene una fidelidad equivalente.

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

a) Criterios económicos y de garantía

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

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

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

- a) Máxima probabilidad de pérdida de carga aceptable;
- b) Mínimo y máximo margen de reserva en potencia, y
- c) Costo de falla incorporado a la función objetivo.

b) Representación de centrales hidroeléctricas

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

En la versión WASP-3 se ha eliminado el sistema de multiplicadores y se entrega para cada estación o mes y para cada condición hidrológica la potencia disponible (MW) y la energía que puede generar cada planta (GWh). De este modo cada proyecto puede, con sus aportes, modificar la distribución de la energía hidráulica del conjunto al variar sus aportes para cada condición hidrológica y la distribución estacional o mensual de las mismas.

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

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

Cada una de estas categorías queda representada, para los efectos de la simulación de la operación, por una planta compuesta por la suma de los proyectos individuales con un bloque de base y un bloque de punta. Se ha desarrollado un procedimiento de cálculo de la simulación probabilística

a fin de colocar en la curva de duración los dos tipos de plantas hidroeléctricas separadamente. Este procedimiento se describe en el punto 5.

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

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

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

iv) Eliminación del tratamiento de plantas de bombeo y de emergencia. Los sistemas eléctricos en estudio en el Istmo Centroamericano no tienen actualmente ni consideran la incorporación de bombeo en su expansión. Por esta razón y para mantener el programa dentro de un tamaño razonable, se ha eliminado el tratamiento de este tipo de planta en la versión modificada del WASP. También se ha eliminado el tratamiento de plantas de emergencia.^{1/}

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

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

2. Medición de la probabilidad de pérdida de carga

La probabilidad de pérdida de carga (LOLP)^{2/} se define como la proporción del tiempo durante el cual la demanda no es abastecida. Este valor se mide en el modelo WASP-2 en la curva de duración de carga transformada por el procedimiento de simulación probabilística con la suma de las potencias disponibles, sin tomar en cuenta la energía que debe colocar la central en esa posición. (Véase el gráfico 2.)

En un sistema con alta proporción hidráulica, bajo condiciones hidrológicas desfavorables podría ocurrir que el conjunto de centrales no disponga de energía suficiente para entregar toda su potencia al sistema, y si lo hacen en la punta de la curva se produce una falla en la zona intermedia. (Véase el gráfico 2.) En la práctica es posible que se opere el sistema colocando la energía hidráulica de forma de aprovechar al máximo la potencia, con lo cual se disminuye la profundidad de la falla (MW) pero aumenta su duración. (Véase de nuevo el gráfico 2.)

En cambio, si se coloca la energía hidráulica a continuación de las térmicas en la curva de duración, no se aprovecha toda la potencia pero se disminuye la LOLP. (Véase de nuevo el gráfico 2.)

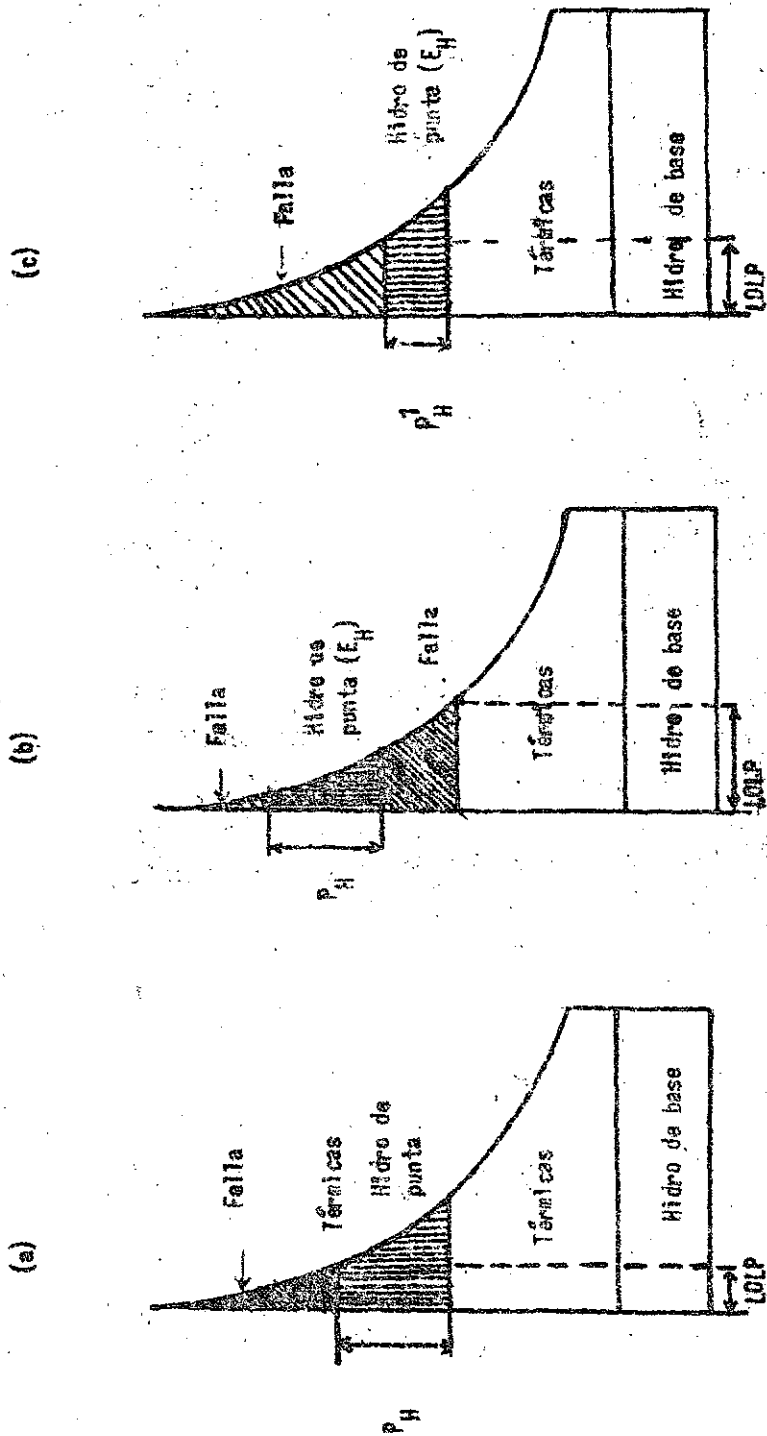
Al utilizar el criterio de costo de falla en función de la energía no servida, las decisiones sobre el programa óptimo son independientes de la forma de calcular la LOLP. Cuando se utiliza el criterio de máximo LOLP, la forma de calcularlo es importante y conviene tomar precauciones para que las configuraciones que cumplen con la LOLP máxima establecida estén presentes entre los casos estudiados.

En consecuencia, se ha decidido medir la LOLP colocando las centrales hidráulicas a continuación de la última térmica en la curva de duración, obteniéndose la potencia necesaria para colocar toda su energía (limitada a la capacidad disponible). (Véase nuevamente el gráfico 2.)

2/ Loss of Load Probability.

Gráfico 2

UBICACIONES TÍPICAS DE CENTRALES EN CURVA DE CARGA Y MEDICIÓN DE LA PERDIDA DE CARGA (LOLP)



LOLP medido con la potencia hidráulica disponible P_H .

Colocación de la central hidráulica E_H para aprovechar toda su potencia disponible P_H .

Colocación de central hidráulica para disminuir LOLP. Potencia colocada P_H^1 menor que potencia disponible P_H .

3. Valorización de la energía no servida

El criterio utilizado por el modelo WASP-2 en relación a la seguridad de servicio se basa en la probabilidad de pérdida de carga (LOLP),^{3/} definida como la proporción del tiempo durante el cual el sistema es incapaz de suministrar el total de la demanda. Introducida la LOLP como criterio de seguridad, el programa rechaza aquellas configuraciones candidatas que no cumplen con aquél. Sin embargo, el modelo no asigna valor económico a la diferencia de seguridad de servicio existente entre dos configuraciones con diferente LOLP.

La evaluación del costo de la energía no servida permite valorizar en términos económicos dicha diferencia e introducir la calidad de servicio como una variable adicional en el análisis económico.

Por otra parte, mediante la adopción de valores adecuados para el costo de falla se puede mantener la magnitud de la falla dentro de valores predeterminados.

Por las razones señaladas anteriormente, se decidió modificar el modelo WASP, de forma que el costo total de abastecimiento (función objetivo) esté formado por la inversión y los valores esperados de los costos de operación y de energía no servida. Al respecto se deben proporcionar al programa los coeficientes de un polinomio de segundo grado que exprese el costo incremental de la falla en energía en función de la energía anual no abastecida.

El programa tendrá así tres opciones para emplear como criterio de seguridad: costo de falla, probabilidad de pérdida de carga y margen de reserva.

a) Expresión del costo de falla

El perjuicio económico que una restricción de energía produce a los usuarios de un sistema eléctrico aumenta con la magnitud de la restricción,

3/ Loss of Load Probability.

por lo cual se acostumbra representar el costo unitario de la falla como una función creciente de la energía no servida. La definición de una expresión que represente esta función es generalmente un problema de difícil solución, ya que los parámetros económicos que están involucrados en ella son numerosos.

En la práctica pueden adoptarse expresiones simples del costo unitario de la energía no servida en función de la profundidad de la falla en potencia o de la magnitud de la falla en energía. En el primer caso se evalúa cada elemento de la falla con su correspondiente profundidad (en potencia) a partir de la curva de carga. En el segundo caso sólo se evalúa la energía de la falla, lo que implica la aceptación de una cierta forma de la curva de duración de la demanda.

b) Costo unitario de falla en función de la falla en potencia

Si $c(F)$ es el costo incremental (\$/KWh) de la energía restringida en función de la profundidad de la falla F , el costo total de falla en el sistema estará dado por la expresión

$$CT(\$) = \int_0^T \int_0^F C(P) dP dt$$

en que:

$c(P)$: Costo unitario de la energía fallada (\$/KWh)

$$P = \frac{D(t) - P_0}{D_{max}} = \text{potencia fallada (o/l)}$$

$P(t)$ = demanda (MW)

P_0 = Potencia disponible (MW)

D_{max} = Demanda máxima (MW)

F = Profundidad de la falla (MW)

T = Duración de la falla

Según sea la expresión analítica que se adopte para definir la curva de carga, la expresión del costo de la energía no servida será

más o menos compleja. Por ejemplo, si la curva de demanda se expresa como un polinomio de quinto grado, el costo queda representado por un polinomio de grado 11.^{4/}

c) Costo unitario de falla como función de faltantes de energía

Sea $c(E_F)$ el costo unitario incremental de falla (\$/KWh). El costo total para una falla de magnitud E_F queda dado por la expresión:

$$CT (\$) = \int_0^{E_F} c(E) dE$$

En el modelo WASP-3 se ha decidido adoptar esta expresión dando al costo unitario de la energía no servida la forma de un polinomio de segundo grado.

$$c (\$/KWh) = a + b \frac{E_F}{E_A} + d \left(\frac{E_F}{E_A} \right)^2$$

c : Costo incremental de falla (\$/KWh)

a, b, d : Constantes

E_F : Energía restringida (KWh)

E_A : Energía anual demandada (KWh)

El costo total para una falla de magnitud E_F será:

$$CT (\$) = \left[a + b \frac{E_F}{E_A} + d \left(\frac{E_F}{E_A} \right)^2 \right] E_F$$

El costo total esperado será la suma de los costos totales para cada condición hidrológica ponderados por sus probabilidades respectivas.

^{4/} En realidad en el caso del modelo WASP la expresión sería aún más compleja debido a que para poder efectuar los procesos de convolución la curva de carga se expresa como la suma de funciones trigonométricas de la serie de Fourier.

El cálculo de los costos totales y su valor esperado se hará en DYNPRO para permitir realizar análisis de la solución ante variaciones del costo de falla sin tener que repetir las simulaciones en MERSIM.

Si se decide usar la opción de cálculo de costo de falla, los coeficientes a, b y d deben ser entregados al programa en DYNPRO. Evidentemente se pueden emplear expresiones más simples del costo de falla haciendo cero cualquiera de estos coeficientes.

4. Hipótesis para la distribución en base y punta de la energía aportada por las centrales hidráulicas

a) Presentación del problema

La simulación de la operación de las plantas hidroeléctricas en el modelo WASP-2 se hace mediante la colocación en la curva de carga de una planta compuesta definida por:

- La potencia colocada en la base de dicha curva, MWB
- Su capacidad total, MWC
- La energía total, ET

La potencia obligada en la base queda definida como la suma de la potencia media de las plantas sin regulación alguna y la que debe generarse en los embalses por compromisos de aguas abajo.

La energía colocada en la base resulta ser:

$$EB = MWB \times H$$

siendo H el número de horas del período. La energía que puede ir a la punta EP será:

$$EP = ET - EB$$

y su ubicación en la curva de carga con la potencia MWC - MWB queda así perfectamente determinada.

Este proceso es obvio para las plantas con embalse de gran capacidad y también lo es para las que no tienen regulación alguna. Para las plantas con regulación limitada, sin embargo, no puede establecerse de antemano su forma de operación, ya que ésta dependerá tanto de su capacidad de regulación como de los aportes, los que cambian con cada condición hidrológica.

El WASP-3 contiene una subrutina que analiza, con base en las características de las plantas y la energía generable, la forma en que ellas deberían operar. Este análisis se hace para cada condición hidrológica y se obtienen como resultado la energía que cada planta coloca en la base y la potencia y la energía en punta, datos destinados a formar la planta hidroeléctrica compuesta como se indica a continuación.

b) Suposiciones básicas y definiciones

A fin de simplificar el programa y teniendo en cuenta que, en general, las plantas tendrán una capacidad de regulación limitada, se ha aceptado que la capacidad de regulación puede medirse en energía y que ella es independiente de la forma en que se vacíe el embalse.

En lo que respecta a la curva de carga se supuso que la punta del día sábado es mucho menor que la de los días de trabajo, motivo por el cual la semana estará constituida por cinco días de trabajo y dos días sin demanda importante de punta.^{5/}

El análisis se basa fundamentalmente en el tiempo de llenado del embalse y se acepta que:

a) Si el embalse requiere para llenarse más de tres días aproximadamente, es capaz de hacer regulación dentro del período;

b) Si el embalse necesita para llenarse un período que va de uno a tres días aproximadamente, puede hacer regulación semanal;

c) En caso de que el tiempo requerido para llenar el embalse sea menor de 24 horas, la planta efectúa regulación diaria;

d) Se acepta que una planta que puede vaciar su embalse en menos de dos horas tiene una regulación muy pequeña y por lo tanto se operará como de pasada.

5/ De hecho la energía correspondiente a las puntas de los fines de semana se encuentra generalmente ubicada en una posición mucho más baja que la de las puntas diarias. En todo caso, modificar esta hipótesis sólo exige cambiar algunos coeficientes en el análisis que sigue.

c) Cálculos de energía y potencia

En el análisis de los diferentes casos que pueden presentarse, se ha empleado la siguiente notación:

i) Información de entrada

P_C : Capacidad disponible (MW)

V : Volumen de regulación de la planta medido en energía (GWh)

H : Número de horas del período (en miles)

E_A : Energía afluyente a la central durante el período. En el caso de plantas que pueden realizar regulación entre períodos, es la energía generable o ya regulada (GWh)

E_m : Energía mínima comprometida en base por razones ajenas a la generación eléctrica (por ejemplo, compromisos de riego) (GWh)

P_m : Potencia mínima comprometida en base ($P_m = E_m / H$) (MW)

ii) Variables auxiliares

P_A : Potencia afluyente media disponible para ser regulada (MW)

$$P_A = E_A / H - P_m$$

P_M : Potencia máxima disponible para ser aprovechada con energía de regulación (MW)

$$P_M = P_C - P_m$$

P_R : Potencia base real durante los días de trabajo en las plantas de regulación diaria y durante los fines de semana en las centrales de regulación semanal (MW)

P_{BM} : Potencia base media. Corresponde a la energía que se coloca en base por falta de capacidad de regulación

TV : Tiempo de vaciado del embalse generando la central a la potencia máxima disponible (horas)

$$TV = 1000 V / P_M$$

iii) Resultados

E_D : Energía colocada en la base (GWh)

PB : Potencia base (energía base dividida por el tiempo del período) (MW)

E_P : Energía

- E_p : Energía colocada en la punta (GWh)
 P_p : Potencia utilizada en el pico (MW)
T: Número de horas por día que la planta genera con potencia P_c durante los días de trabajo.

Pueden presentarse los siguientes casos:

1) Caso en que la energía afluente es mayor que la capacidad de generación. En este caso la planta genera en base con factor de planta 100%.

$$P_B = P_C$$

$$E_B = P_C \cdot H$$

$$P_P = 0$$

$$E_P = 0$$

y se producen derrames $(E_A - E_B)$

2) Caso en que la energía comprometida es mayor que la energía afluente. Si la energía exigida en la base es mayor que la energía afluente, la planta genera en base toda su energía:

$$P_B = E_A / H$$

$$E_B = E_A$$

$$P_P = 0$$

$$E_P = 0$$

3) Caso de plantas sin capacidad de regulación. Cuando la central es de pasada o el tiempo de vaciado del embalse es menor que dos horas, la central no realiza regulación y por lo tanto:

$$P_B = E_A / H$$

$$E_B = E_A$$

$$P_P = C$$

$$E_P = 0$$

/4) Caso

4) Caso de plantas de regulación diaria. Cuando la energía afluente^{6/} puede llenar el embalse de regulación en menos de 24 horas (aproxinadamente), éste se operará en forma diaria, como se muestra en el gráfico 3, es decir:

a) Durante el fin de semana la planta genera la totalidad de la energía afluente;

b) Los días de la semana se generan T horas con capacidad máxima P_M y el resto del tiempo $(24 - T)$ genera con capacidad P_R y embalsa la energía restante.

Puede demostrarse que la planta operará en esta forma cuando:

$$\frac{P_M - P_A}{12} < 1\ 000 \frac{V}{24} < \frac{(P_M - P_A) P_A}{P_M}$$

Las características de operación de la central quedan determinadas por la ecuación de llenado diario del embalse:

$$(24 - T) (P_A - P_R) = 1\ 000 V$$

y la ecuación de continuidad diaria:

$$P_R (24 - T) + P_M T = 24 P_A$$

La potencia base P_R en los días de semana será:

$$P_R = \frac{\frac{1\ 000 V}{24} P_M + P_A (P_A - P_M)}{\frac{1\ 000 V}{24} - P_M + P_A}$$

El tiempo durante el cual la planta genera a capacidad máxima durante los días de trabajo será:

$$T = 24 - \frac{1\ 000 V}{P_A - P_R}$$

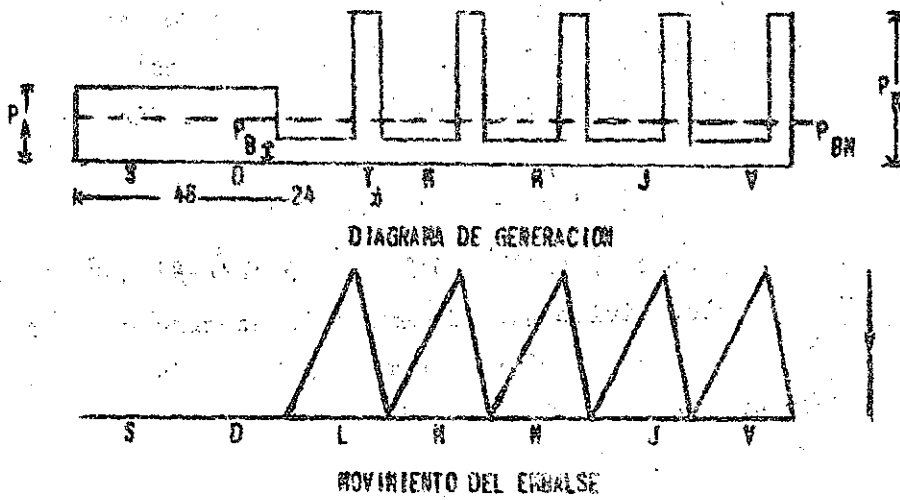
y la potencia base media será:

$$P_{DM} = \frac{168 P_A - 5 T P_M}{168 - 5 T}$$

^{6/} En este análisis se consideran descontados los requerimientos obligados de la energía afluente y la potencia máxima.

Gráfico 3

PLANTAS DE REGULACION DIARIA - VARIACIONES TÍPICAS DE LA GENERACION Y EL NIVEL DEL EMBALSE



luego:

$$P_B = P_m + P_{III}$$

$$E_B = P_B \cdot E$$

$$P_P = P_C - P_D$$

$$E_P = E_A - E_D$$

5) Caso de plantas con regulación semanal. Se hacen las siguientes suposiciones con el objeto de determinar las condiciones para las plantas de regulación semanal:

i) El valor mínimo permitido para P_A es tal que sin ninguna generación adicional durante las horas del fin de semana hasta la punta del lunes, el embalse se llena. Esto, por supuesto, supone que el embalse está vacío al final de las horas de punta del día viernes.

Esto es:

$$P_A (3 \cdot 24 - T) \geq 1\,000\,V$$

ii) Si no se permite generación adicional durante el fin de semana (debido al valor mínimo que tiene P_A) la generación durante los cinco días de trabajo a potencia máxima durante T horas debe ser igual a la energía afluente durante la semana:

$$5 \cdot T \cdot P_M = 168 P_A$$

Eliminando T se llega a la condición

$$\frac{1\,000\,V}{24} \leq \frac{P_A}{P_M} \left(3 \cdot P_A - \frac{7}{5} P_A \right)$$

Se parte de la base que la planta no cumple con las ecuaciones para una regulación diaria y por lo tanto también se tiene que:

$$\frac{1\,000\,V}{24} > \frac{P_A}{P_M} (P_M - P_A)$$

/Una vez

Una vez establecido que la planta puede operar sobre una base semanal, los parámetros se calculan de la siguiente forma:

1) Durante las 48 horas del fin de semana la planta genera a una capacidad reducida P_R , con el objeto de embalsar parte de la energía afluyente. Durante $(24 - T)$ horas fuera de punta del lunes la planta no genera y embalsa la energía afluyente con el objeto de tener el embalse lleno al iniciarse la punta del día lunes:

$$48 (P_A - P_R) + (24 - T) P_A = 1000 V$$

2) Durante las horas fuera de punta de los días de trabajo la planta no genera. Por lo tanto la energía afluyente durante la semana debe ser igual a la energía generada durante las horas de punta de los días de trabajo más la energía generada durante las 48 horas del fin de semana:

$$168 P_A = 5 \cdot T P_M + 48 P_R$$

3) La capacidad de base de la planta P_{BM} (para efectos del WASP) se obtiene al imponer la condición que la energía afluyente durante los 7 días de la semana debe ser igual a la energía generada:

$$168 P_A = 168 P_{BM} + 5 (P_M - P_{BM}) T$$

Estas tres relaciones determinan la potencia base del fin de semana, que resulta:

$$P_R = \frac{5 \frac{1000 V}{24} P_M - P_A (15 P_M - 7 P_A)}{2 (P_A - 5 P_M)}$$

el tiempo durante el cual la planta genera en punta:

$$T = \frac{24 (7 P_A - 2 P_R)}{5 P_M}$$

/y la potencia

y la potencia base media en la semana es:

$$P_{BM} = \frac{168 P_A - 5 P_M T}{168 - 5 T}$$

luego:

$$P_B = P_M + P_{BM}$$

$$E_B = P_B \cdot H$$

$$P_P = P_C - P_B$$

$$E_P = E_A - E_B$$

6) Caso especial de plantas de regulación semanal. Para ciertas condiciones de energía afluente P_A , capacidad de la planta P_M y capacidad de embalse V se puede llegar a valor de T (horas de punta durante los días de trabajo) mayores que 24. Esto significa que el embalse no se puede vaciar completamente durante la semana, aun generando el 100% del tiempo a plena capacidad.

En este caso, la operación de la planta se simula suponiendo que genera a potencia máxima P_M todas las horas de lunes a viernes y que el resto de la energía afluente se genera a una capacidad reducida P_R durante el fin de semana. (Véase el gráfico 4).

La ecuación de continuidad de energía puede escribirse reemplazando T por 24 y queda:

$$7 P_A = 5 P_M + 2 P_R$$

La generación en base de la planta P_{BM} al reemplazar T por 24 en:

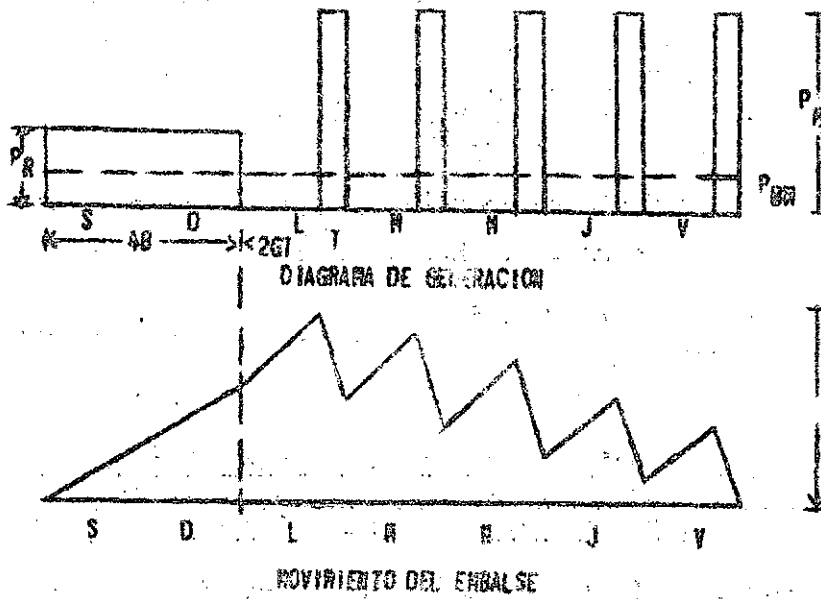
$$7 P_A = 5 P_M + 2 P_{BM}$$

resulte ser:

$$P_{BM} = P_R = \frac{7}{2} P_A - \frac{5}{2} P_M$$

Gráfico 4

PLANTAS DE REGULACION SEMANAL - VARIACIONES TÍPICAS DE LA GENERACION Y NIVEL DEL EMBALSE



7) Caso de plantas que pueden hacer regulación dentro del período. Si la capacidad del embalse es tal que $1\ 000\ V > 72\ P_A$: la planta puede colocar toda la energía (excepto la mínima comprometida) en la punta, los resultados son los siguientes:

$$P_E = P_m$$

$$E_E = P_B \cdot H$$

$$P_P = P_C - P_B$$

$$E_P = E_A - E_B$$

En este caso el número de horas diarias de funcionamiento de la planta a plena potencia durante cinco días a la semana es:

$$T = \frac{1\ 000\ E_P}{P_P \cdot \frac{H}{0.024} \cdot \frac{5}{7}}$$

Si tiene suficiente energía trabajará a plena potencia los siete días de la semana durante T_1 horas diarias:

$$T_1 = T \cdot \frac{5}{7}$$

5. Cálculo de la generación esperada de las plantas termoeléctricas que operan conjuntamente con plantas hidráulicas mediante simulación probabilística

Se explican a continuación los procesos computacionales diseñados para la colocación en la curva de carga de las dos plantas hidroeléctricas compuestas y la generación resultante para las plantas termoeléctricas.

a) Sistema de generación con planta hidráulica

El cálculo de la generación esperada GT de una planta térmica de potencia PT mediante simulación probabilística, se hace con la curva equivalente que resulta de la modificación de la curva de duración de la

/demanda

demanda con las probabilidades de falla de todas aquellas plantas generadoras que están más abajo en el orden de carga.^{7/} En el gráfico 5, caso (a), el área T que intercepta la potencia PT en dicha curva de duración equivalente es vista por la planta térmica mientras ella está disponible, o sea, durante una fracción de tiempo, $p = 1 - q$, siendo q la probabilidad de falla.

$$\text{Luego, } GT = p \cdot T \quad (1)$$

Cuando en el sistema de generación existe una planta hidráulica de potencia de punta PA que tiene una energía fija A_0 , existe solamente una posición en la curva de duración equivalente, en la cual la potencia hidráulica PA puede interceptar la energía A_0 .

En el caso (b) del esquema 2, la planta hidráulica PA intercepta la energía A menor que A_0 al ser colocada encima de la planta térmica PT. Ello significa que la posición correcta de PA para generar A_0 está en una posición bajo la planta térmica PT y que, en consecuencia, la generación de la planta térmica PT es inferior al valor T. Cuando la planta hidráulica PA se pone bajo la térmica PT pueden ocurrir los casos (c) y (d) ilustrados en el esquema 2.

En el caso (c), la planta hidráulica PA intercepta la energía A' menor que A_0 . Esto significa que la posición de ella es aún más abajo en la curva equivalente de duración de la demanda, la generación esperada de la planta térmica PT es entonces,

$$GT = p \cdot T' \quad (2)$$

En el caso (d), la planta hidráulica intercepta la energía A' mayor que A_0 . Esto significa que la posición de ella es una intermedia entre las posiciones arriba y abajo de la planta térmica PT. Este caso fraccionario se trata suponiendo que la planta hidráulica está una fracción de tiempo a bajo la planta térmica PT y la fracción $(1 - a)$ de tiempo encima de ella. Rigen las siguientes relaciones:

1) Generación de la planta hidráulica:

$$A_0 = A' + (1 - a)A \quad (3)$$

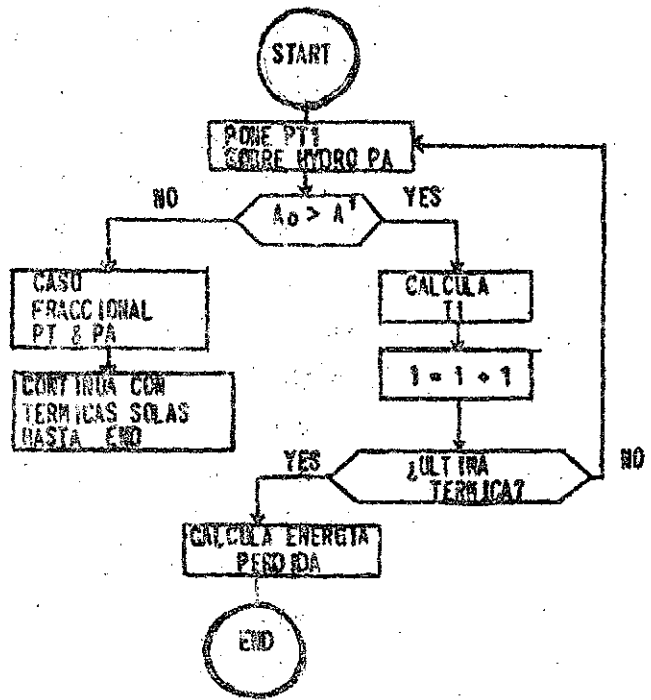
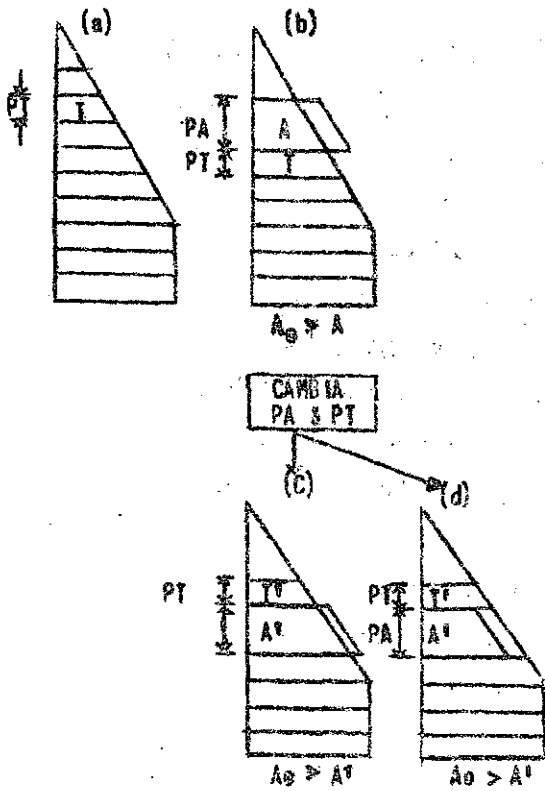
^{7/} El procedimiento matemático de cálculo de la distribución de probabilidades para la curva equivalente recibe el nombre de convolución.

Esquema 2

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA SIMULACION
CON UNA PLANTA HIDRO

Gráfico 5

SIMULACION CON UNA PLANTA HIDRO



/ii) Generación

ii) Generación de la planta térmica:

$$GT = p \cdot [T' + (1 - a)T] \quad (4)$$

de donde se puede deducir que:

$$a = \frac{A_0 - A}{A' - A} \quad y \quad (5)$$

$$GT = p \cdot [T - a(T - T')] \quad (6)$$

Esta última relación indica que la planta hidráulica PA puede en este caso disminuir la generación de la planta térmica en una magnitud $p \cdot a(T - T')$.

El cálculo de A se hace con la curva de duración de la demanda transformada con las probabilidades de falla de todas las plantas térmicas que están bajo ella, incluso la planta PT. El cálculo de T', T y A' se hace con la curva de duración de la demanda transformada con las probabilidades de falla de todas las plantas térmicas que están bajo la planta PT, es decir, se excluye la planta PT. El diagrama de flujo básico para programar el algoritmo que resuelve el caso con una planta hidráulica se muestra en el esquema 2.

b) Sistema de generación con dos plantas hidráulicas

Sean PA y PB las potencias de punta de las dos plantas hidroeléctricas con sus correspondientes energías fijas A₀ y B₀. En este caso las posibles posiciones correctas de PA y PB en la curva equivalente de duración de la demanda pueden reducirse a tres situaciones:

i) Ambas plantas separadas y PA más arriba que PB en el orden de carga.

ii) Ambas plantas separadas y PA más abajo que PB en el orden de carga.

iii) Ambas plantas juntas formando una sola planta compuesta de potencia PA + PB y energía total disponible A₀ + B₀.

El análisis sistemático de este problema para establecer en cuál de las tres situaciones anteriores se está, se explica con ayuda del gráfico 3. (Alternativamente puede pensarse en ubicar primero la planta

/hidráulica

hidráulica PA y en seguida revisar el proceso de cálculo con la planta hidráulica PB; sin embargo, este modo de atacar el problema exige realizar más convoluciones y desconvoluciones de las plantas térmicas.)

Las dos plantas hidroeléctricas PA y PB se suponen colocadas juntas bajo la planta térmica PT e interceptan las energías A, B y T en la curva equivalente de duración de la demanda. Esta curva incluye las probabilidades de falla de todas las plantas térmicas que están bajo PT en el orden de carga.

En dicha posición relativa de las plantas hidráulicas PA y PB y la planta térmica PT pueden ocurrir dos casos:

- i) $A_o + B_o > A + B$
- ii) $A_o + B_o < A + B$

1. Análisis de los casos $A_o + B_o > A + B$

Se pueden presentar los casos 1, 2 y 3 que se muestran en el gráfico 6.

Caso 1: $A_o > A$ y $B_o > B$

Esto indica que la posición de PA y PB es aún más abajo que PT y que la generación de la planta térmica vale p.T. Se remueve la planta térmica que sigue más abajo en el orden de carga y las plantas hidráulicas se ponen bajo ella en la nueva curva de carga equivalente (que no incluye la planta PT).

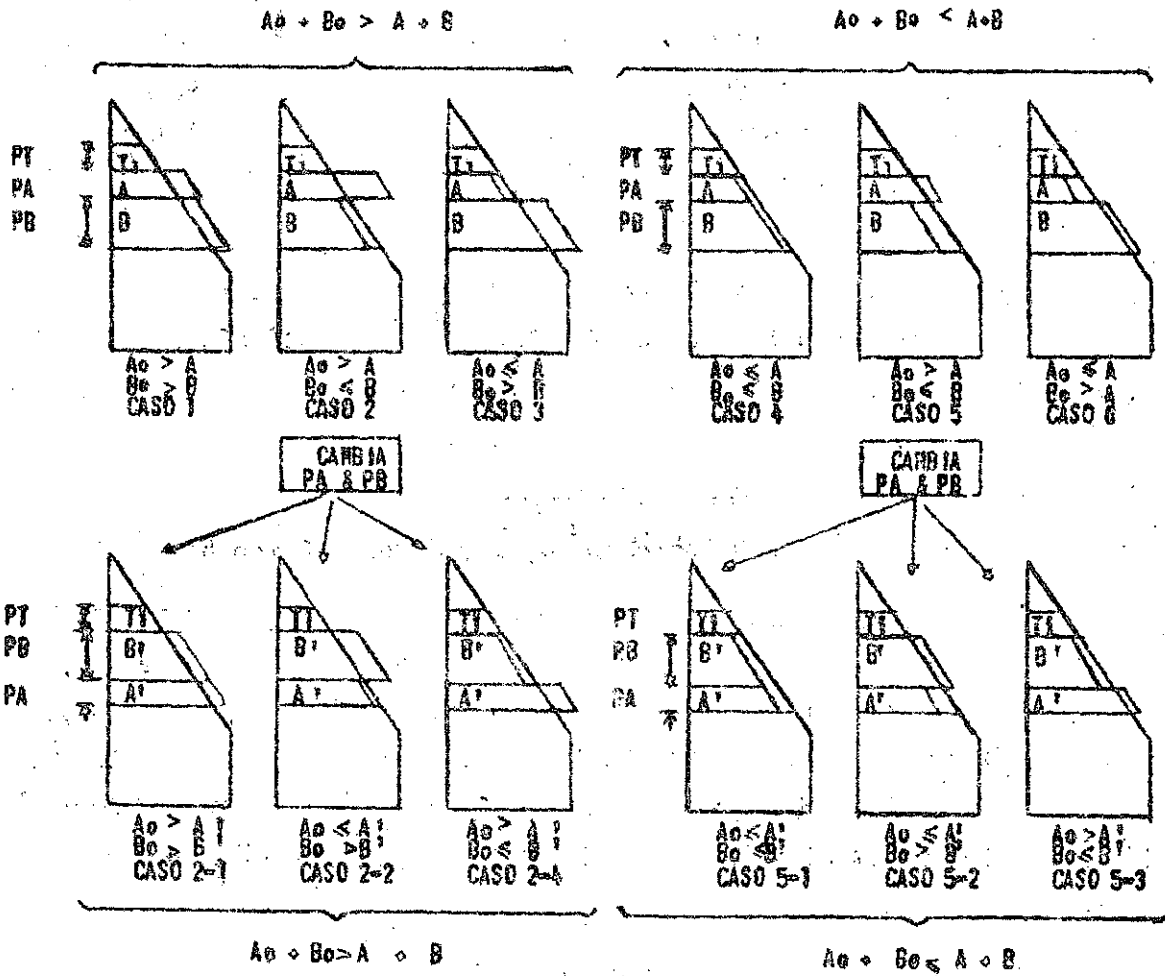
Caso 2: $A_o > A$ y $B_o < B$

Esto indica que la posición de la planta hidráulica PA está más abajo y la de la planta PB más arriba. Se intenta entonces llevar la planta PA tan abajo como sea posible para lo cual se intercambia su posición con la ubicación de la planta PB. Esto conduce a los siguientes subcasos:

Caso 2-1: $A_o > A'$ y $B_o > B'$

Se continúa como en el caso 1, pero con las posiciones de PA y PB intercambiadas.

Gráfico 6
SIMULACION DE DOS PLANTAS HIDRO



Caso 2-2: $A_0 < A'$ y $B_0 > B'$

Esto indica que las plantas PA y PB tienen posiciones intermedias, pero puesto que el conjunto de la energía disponible $A_0 + B_0$ es mayor que energía $A + B = A' + B'$ interceptada en la curva de duración de la demanda, la posición de la planta compuesta PA + PB estaría más abajo. Se continuaría como en el caso 1 pero con la planta compuesta de potencia PA + PB y energía $A_0 + B_0$.

Caso 2-3: $A_0 > A'$ y $B_0 < B'$

Esto indica que las plantas PA y PB deben separarse. PB cae en el caso fraccionario con la planta PT y la planta hidroeléctrica PA está más abajo en el orden de carga.

Caso 3: $A_0 < A$ y $B_0 > B$

Esto indica que las plantas PA y PB quedan separadas. PA cae en el caso fraccionario con la planta PT y la planta PB está más abajo en el orden de carga.

2. Análisis de los casos $A_0 + B_0 \leq A + B$

Se pueden presentar los casos 4, 5 y 6 del gráfico 6:

Caso 4: $A_0 \leq B$ y $B_0 \leq B$

Esto indica que ni PA ni PB pueden quedar más abajo en el orden de carga. Luego, este caso se resuelve como caso fraccionario entre la planta térmica PT y la planta hidráulica compuesta de potencia PA + PB y energía $A_0 + B_0$. Se continuaría después solamente con las plantas térmicas que quedan.

Caso 5: $A_0 > A$ y $B_0 \leq B$

En este caso la planta hidráulica PA puede ubicarse más abajo en el orden de carga y la planta PB debe ponerse más arriba en el orden de carga. Se intenta entonces desplazar la planta PA tan abajo como sea posible, para lo cual se intercambia su posición con la ubicación de la planta PB. Esto produce tres subcasos:

/Caso 5-1:

Caso 5-1: $A_0 \leq A'$ y $B_0 \leq B'$

Se deduce que ni PA ni PB pueden quedar más abajo en el orden de carga. Luego, este caso se resuelve también como caso fraccionario entre la planta térmica PT y la planta compuesta de potencia PA + PB y energía $A_0 + B_0$. Se continuaría después con el cálculo de la generación de las plantas térmicas que quedan más abajo en el orden de carga.

Caso 5-2: $A_0 \leq A'$ y $B_0 > B'$

De lo cual se deduce que tanto la planta PA como PB ocupan posiciones intermedias dentro de la posición PA + PB. Luego, este también es un caso fraccionario entre la planta térmica PT y la planta hidráulica compuesta de potencia PA + PB y energía $A_0 + B_0$. Se sigue después con las plantas térmicas que quedan.

Caso 5-3: $A_0 > A'$ y $B_0 \leq B'$

Las plantas hidráulicas PA y PB se separan: PB produce un caso fraccionario con la planta térmica PT y la planta PA se desplaza sola más abajo en el orden de carga.

Caso 6: $A_0 \leq A$ y $B_0 > B$

Las plantas hidráulicas PA y PB se separan; PA se resuelve como caso fraccionario con la planta térmica PT y PB se lleva más abajo en el orden de carga.

c) Caso límite inicial. Falta de energía hidráulica

Este caso se refiere a aquel en el cual todas las plantas térmicas han sido convolucionadas con la curva de duración de la demanda y una o ambas plantas hidráulicas de punta tienen una energía disponible menor que la mínima requerida. Estas situaciones inciden en el cálculo de la energía no servida y en el valor de la probabilidad de pérdida de carga y su solución está descrita en el punto 2.

d) Caso límite final. Se derrama energía hidráulica

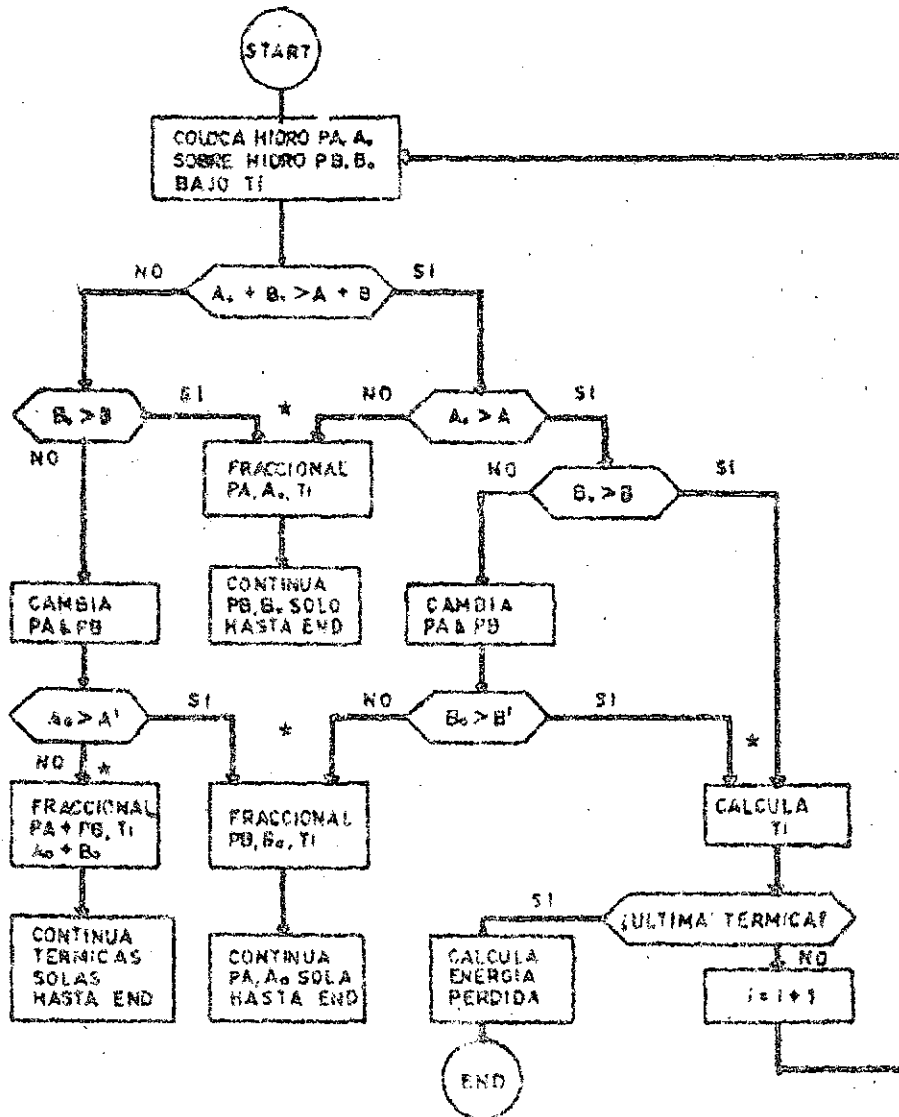
Este es el caso que se produce cuando, al dejar una o ambas plantas hidráulicas de punta adyacentes a la planta hidráulica de pasada en la

base, la energía hidráulica disponible excede aquella requerida en la curva de duración de la demanda. El excedente es energía hidráulica que no puede aprovecharse y se denomina energía hidráulica derramada.

e) Algoritmo base para resolver la simulación probabilística con dos plantas hidráulicas

El diagrama de flujo básico para programar el algoritmo de la simulación probabilística con dos plantas hidroeléctricas se muestra en el esquema 3. En dicho programa no se ha incluido el caso límite inicial (cálculo de ENS y LOLP); el caso límite final (energía derramada) se muestra solamente en uno de los casos.

Esquema 3
ESQUEMA DE FLUJO DE LA SIMULACION DE
DOS PLANTAS HIDRO



* Nótese que deben hacerse aquí las pruebas para la primera planta para la energía no servida y para la probabilidad de pérdida de carga.

A_0 = Energía disponible de la planta hidro A_0 .

B_0 = Energía disponible de la planta hidro B_0 .

A = Energía interceptada en la curva de duración por la hidro A_0 cuando está sobre B_0 .

A' = Energía interceptada en la curva de duración por la hidro A_0 cuando está bajo B_0 .

B = Energía interceptada en la curva de duración por la hidro B_0 cuando está bajo A_0 .

B' = Energía interceptada en la curva de duración por la hidro B_0 cuando está sobre A_0 .

T_i = Planta térmica número i en el orden de carga.

Anexo IV

MODELO TRANSF



1. Planteamiento general^{1/}

Para el dimensionamiento de las líneas de interconexión entre países y el cálculo de los beneficios de la interconexión para cada país se requieren los costos de operación y los balances de energía por país, así como las transmisiones que se realizan entre ellos para cada una de las situaciones para las que se simuló la operación del sistema.

La simulación de la operación para el programa de instalaciones estudiado se realiza mediante el módulo MERSIM del modelo WASP-3. En esta operación se ubican las plantas en una curva de duración trimestral del sistema regional y se obtiene como resultado la generación de las dos plantas hidroeléctricas equivalentes y de cada planta termoeléctrica, tanto del sistema fijo como de las que se adicionan en cada categoría de las plantas nuevas.

El Modelo de Transferencias de Energía (TRANSF) es un programa de aplicación particular concebido para ser aplicado a una determinada configuración del sistema integrado cuya operación ha sido previamente simulada mediante el modelo WASP. Este modelo desagrega a nivel de cada central las generaciones obtenidas del WASP, calcula los costos de operación y el balance de energía para cada país y establece las transferencias de energía entre países para cada periodo y condición hidrológica de cada uno de los años del estudio.

2. Procedimientos de cálculo

Las etapas de cálculo que se realizan en el modelo TRANSF son las siguientes:

a) Definición de la generación de cada planta hidroeléctrica de cada país mediante la desagregación de la energía en base y punta colocadas por las dos plantas compuestas que representan las hidráulicas en el modelo WASP-3.

1/ Mayor detalle sobre la estructura de este modelo se encuentra en el documento Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano. Modelo de transferencia de energía (TRANSF) (CCE/SC.5/GRIE/VII/6/Rev.1), enero de 1980.

b) Asignación de las unidades de plantas térmicas futuras a cada país. Estas se asignan de acuerdo al programa de desarrollo aislado en el caso A y teniendo en cuenta los déficit de energía hidroeléctrica en los casos B y C.

c) Distribución de los derrames totales entre las plantas individuales. Los derrames se asignan a aquellos países que tienen excedente de generación hidráulica por sobre la demanda propia y en proporción a este excedente sobre la demanda total. No se asigna derrame a las plantas de aquellos países cuyas unidades térmicas estén generando.

d) Repartición de la energía total de las plantas termoeléctricas de las categorías en desarrollo entre los países. Se acepta que generan al máximo las unidades de aquellos países cuyo déficit hidroeléctrico (demanda menos generación hidroeléctrica) es mayor.

e) Definición de las transferencias con base en las energías asignadas entre países a cada planta de cada país. El balance se inicia de sur a norte y se acepta que en el triángulo Guatemala-El Salvador-Honduras una transmisión será nula por lo menos, para evitar la circulación de energía en circuito cerrado.

f) Para cada año se calculan las transferencias máximas entre países, y las transferencias esperadas brutas y netas.

Por razones de tamaño del programa, esta etapa de los cálculos se realiza con un programa especial (STADI) que toma toda la información grabada en disco por TRANSF.

g) Cálculo de los costos de combustible y de operación y mantenimiento de las plantas de cada país, para cada período del año y condición hidrológica.

3. Descripción del modelo

El modelo TRANSF consta de un programa principal (MAIN) con tres subrutinas (ASIGNA, SELECT y TERMO) destinado a definir el sistema; una subrutina principal (BALENE) con cinco subrutinas secundarias (LECHID, LECDEM, GETERM, DERRAM, TRANSM y COSOPE), que realiza el balance de energía, define las transferencias energéticas y calcula los costos de operación, y una subrutina de impresión (IMPRE).

/Se describen

Se describen a continuación los módulos mencionados. En los esquemas 1 y 2 se muestra el diagrama de flujo simplificado.

a) Programa MAIN

Este programa define el sistema existente para el año que se está estudiando mediante las subrutinas ASIGNA, SELECT y TERMO, e incluye los archivos siguientes:

i) SELECT. DAT. Indica la posición que ocupa cada proyecto hidroeléctrico en un archivo de acceso directo (HIDRO, DAT).

ii) HYDRO. DAT. Contiene la información correspondiente a cada proyecto hidroeléctrico (potencia instalada, capacidad disponible, energía generable en base y energía generable en pico para cada período del año y para cada condición hidrológica).

iii). DEMAND. DAT. Contiene la información de potencias y energías demandadas por cada país y por el sistema integrado.

iv) TRANSF. DAT. En este archivo se graba --al final de cada llamada a la subrutina BALENE--, el balance demanda-generación de cada país y las transferencias en los seis interconectores.

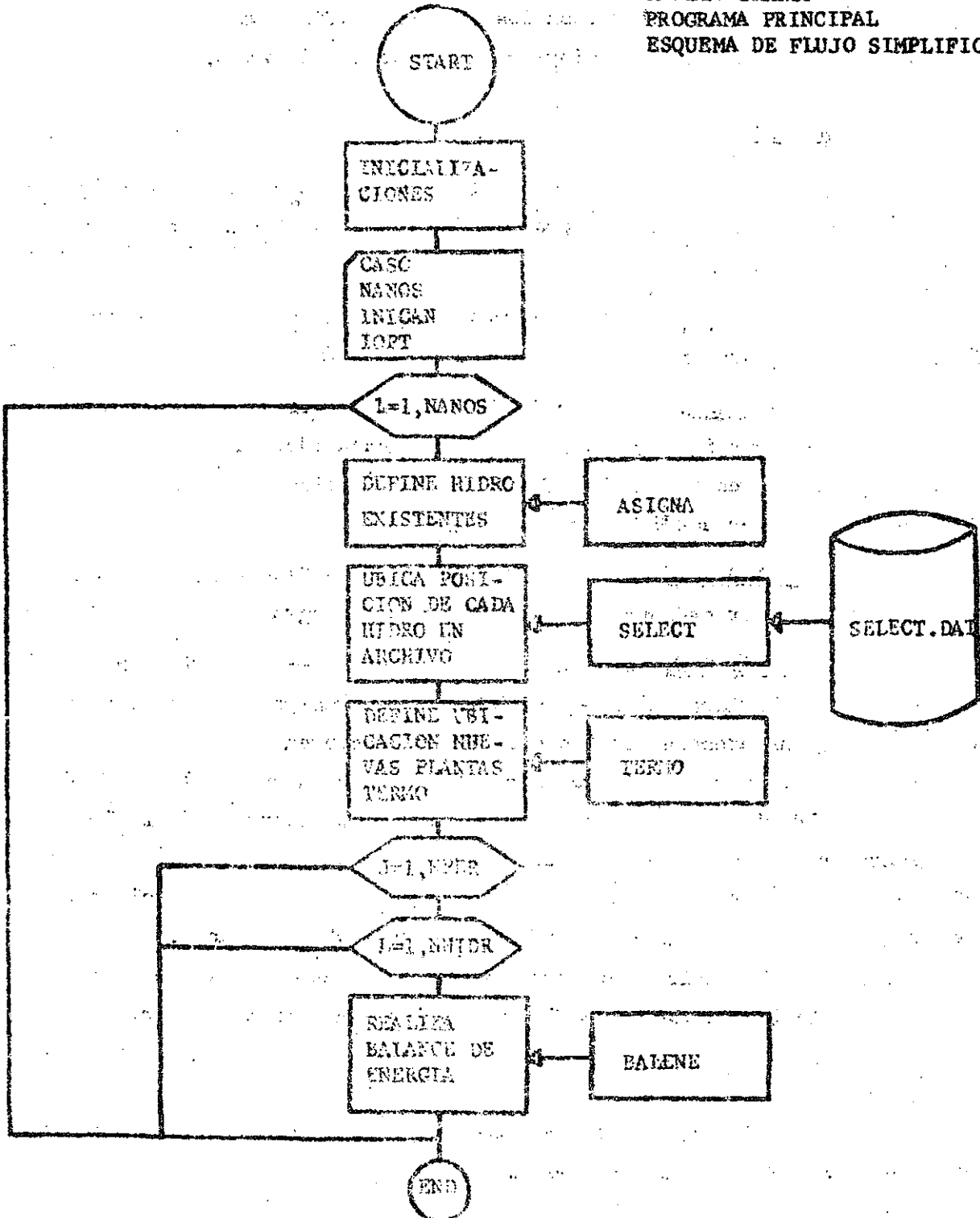
Cabe mencionar que el programa MAIN cubre cada uno de los periodos en que se subdivide el año, así como las tres condiciones hidrológicas consideradas. En el presente estudio se utilizaron 17 años de operación (1984-2000), cuatro periodos dentro del año y tres condiciones hidrológicas en cada período, lo que significa un total de 204 casos.

A fin de disminuir el volumen de datos entrados por tarjeta al programa se incluyó un BLOCK DATA que contiene los siguientes datos:

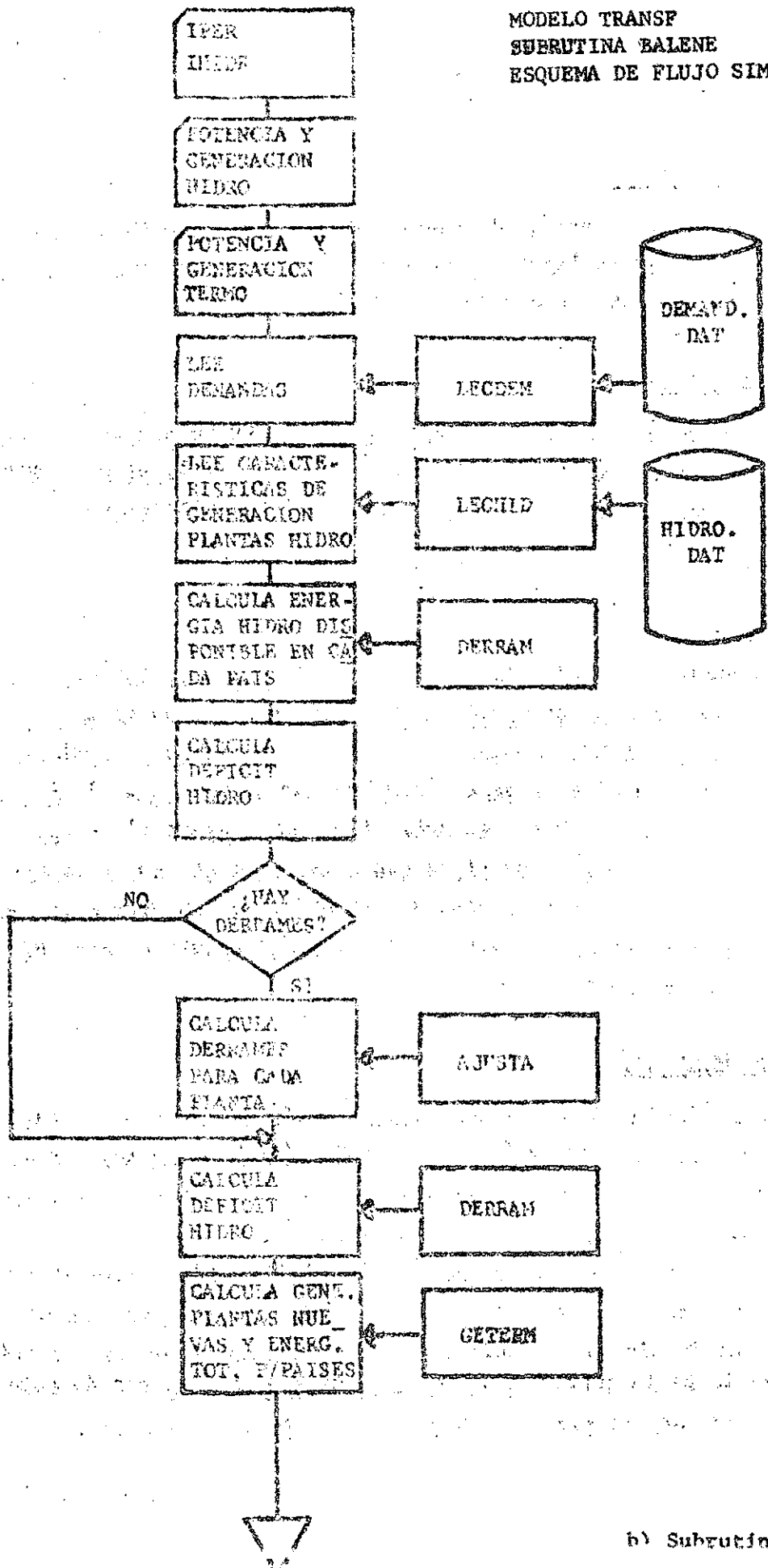
- Nombre de las centrales hidroeléctricas que pueden existir en el sistema.
- Potencia de base y potencia de pico de las plantas termoeléctricas tanto existentes como en desarrollo.

Esquema 1

MODELO TRANSF
PROGRAMA PRINCIPAL
ESQUEMA DE FLUJO SIMPLIFICADO



MODELO TRANSF
SUBROUTINA BALENE
ESQUEMA DE FLUJO SIMPLIFICADO



b) Subrutina ASIGNA

Esta subrutina define las centrales instaladas según el año de estudio a partir de la lista de plantas hidroeléctricas que pueden existir en el sistema para cada caso en estudio.

c) Subrutina SELECT

Esta subrutina destinada a ahorrar tiempo de computación provee acceso a las características de los proyectos hidroeléctricos almacenadas en el archivo HIDRO DAT de una manera rápida utilizando el archivo SELECT DAT.

d) Subrutina TERMO

Esta subrutina define la ubicación de las plantas termoeléctricas nuevas, consideradas en el modelo WASP-3 que son: vapor de 50 MW, 100 MW, 150 MW, 200 MW y 300 MW, turbina a gas de 25 MW y 50 MW y geotérmicas de 35 MW. Dado que sólo se conoce para un año determinado el número total de unidades existentes, la subrutina TERMO asigna el número de unidades de cada uno de estos tipos que existen en el año de estudio en cada país en forma de subrutina con el objeto de ahorrar datos de entrada. También calcula la capacidad total disponible en cada categoría para cada país.

e) Subrutina BALENE

Esta subrutina es la que establece el balance de energía para cada caso y opera con un período y una condición hidrológica determinada utilizando como se mencionó anteriormente, las subrutinas secundarias LECHID, LECDEM, GETERM, DERRAM, TRANSM y COSOPE.

La subrutina considera en su inicio la potencia y generación hidroeléctrica (plantas tipo A y B) y termoeléctrica, tanto para las plantas existentes al inicio del estudio como para las plantas en desarrollo; luego --mediante la subrutina LECDEM-- obtiene las demandas de potencia y energía para uno de los seis países y del sistema integrado.

/Posteriormente

Posteriormente --utilizando la subrutina LECHID-- obtiene los datos técnicos para cada planta hidroeléctrica existente en el sistema, y luego la subrutina DERRAM calcula la energía hidroeléctrica disponible en cada país y establece el déficit hidro definido como la diferencia entre la demanda y la producción potencial hidroeléctrica.

En los casos en que existe derrame, éste se asigna planta por planta --mediante la subrutina AJUSTA-- suponiendo que los países que tienen déficit hidro no contribuyen al derrame. Con posterioridad se vuelve a calcular el déficit hidro utilizando nuevamente la subrutina DERRAM.

Finalmente la subrutina BALENE desglosa la generación de las plantas termoeléctricas en desarrollo en cada país mediante la subrutina GETERM, y realiza el balance para cada país (demanda-generación-total = déficit total). Con estos datos se calcula la energía transferida por cada interconector mediante la subrutina TRANSM.

Con una opción de salida puede imprimirse un cuadro detallado de operación o bien un resumen que da sólo el balance y las transmisiones. Por último, la subrutina BALENE graba en un archivo (TRANS. DAT) los datos del balance. Existe una opción de cálculo que le permite llamar a la subrutina COSOPE a fin de calcular los costos de operación para cada país.

f) Subrutina LECDEM

Esta subrutina se utiliza para obtener desde un archivo de acceso directo (DEMAND. DAT), los siguientes datos del sistema integrado y de cada uno de los países:

- Demanda máxima de potencia
- Demanda mínima de potencia
- Energía demandada

Además, verifica la consistencia de los datos leídos del archivo con los que entraron por tarjeta como resultados del modelo WASP-3. En caso de diferencias no atribuibles a precisión de trabajo, da mensajes de error.

/g) Subrutina

g) Subrutina LECHID

Con base en un archivo de acceso directo (HYDRO.DAT) proporciona las características de operación de cada planta hidroeléctrica y guarda las correspondientes al período y a la condición hidrológica en estudio para su empleo en BALENE. Los datos leídos son:

- Nombre
- Potencia instalada
- Indicador del país a que pertenece
- Potencia generable en la base
- Potencia generable en el pico
- Energía generable en el pico

h) Subrutina DERRAM

Calcula la generación total hidro de cada país y el déficit hidro, definido como la diferencia entre la energía demandada y la energía hidroeléctrica generable.

i) Subrutina AJUSTA

Asigna la energía derramada total calculada por el modelo WASP-3 (energía hidroeléctrica que no tiene ubicación en la curva de carga) a las diferentes plantas existentes en el sistema. El derrame puede ser de uno de los dos tipos de plantas hidroeléctricas con que opera el modelo WASP-3 o de ambos, y puede ser energía de base (en el caso en que la base hidro es mayor que la demanda mínima) o de pico (en el caso en que la energía de pico no cabe en la curva de carga con la potencia disponible). Debe recordarse que previamente se han realizado los estudios de operación de los embalses y que la energía generable por cada período y condición hidrológica es un dato fijo para el modelo WASP-3.

La subrutina asigna todos los casos posibles entre las plantas en operación de forma de que la energía generada por ellas y la suma de las energías rebasadas por las plantas sean compatibles con los resultados del WASP-3. Se utiliza el criterio de que los rebases deben distribuirse en forma proporcional entre las plantas de aquellos países que tienen excedentes hidro.

j) Subrutina GETERM

Reparte la generación total de las plantas termoeléctricas de categorías en desarrollo entre los países, con base en el criterio de que la primera opción para generar la energía termoeléctrica de la operación optimizada realizada por el modelo WASP-3 la tienen los países con déficit hidro y que sus plantas propias pueden generar hasta con factor de planta 0.95 (dentro de un período). Si la generación asignada a los países con déficit hidro no alcanza a completar la generación total de la categoría obtenida del modelo WASP-3, el saldo restante se reparte entre los otros países que tienen plantas de la categoría en estudio.

k) Subrutina TRANSM

Esta subrutina calcula las transferencias por las siguientes líneas de interconexión consideradas.

Guatemala-El Salvador (No. 1)

Guatemala-Honduras (No. 2)

El Salvador-Honduras (No. 3)

Honduras-Nicaragua (No. 4)

Nicaragua-Costa Rica (No. 5)

Costa Rica-Panamá (No. 6)

Debido a la existencia de un triángulo (Guatemala-El Salvador-Honduras), el balance se comienza desde el Sur. (Véase el esquema 3.)

Así, si las demandas de los países son $D(i)$ y sus producciones totales son $G(i)$, las tres últimas transmisiones son:

$$T(6) = D(6) - G(6)$$

$$T(5) = D(5) - [G(5) + T(6)]$$

$$T(4) = D(4) - [G(4) + T(5)]$$

En el caso de las tres transmisiones restantes,^{2/} la ecuación de los nodos (leyes de Kirschoff) da las siguientes ecuaciones:

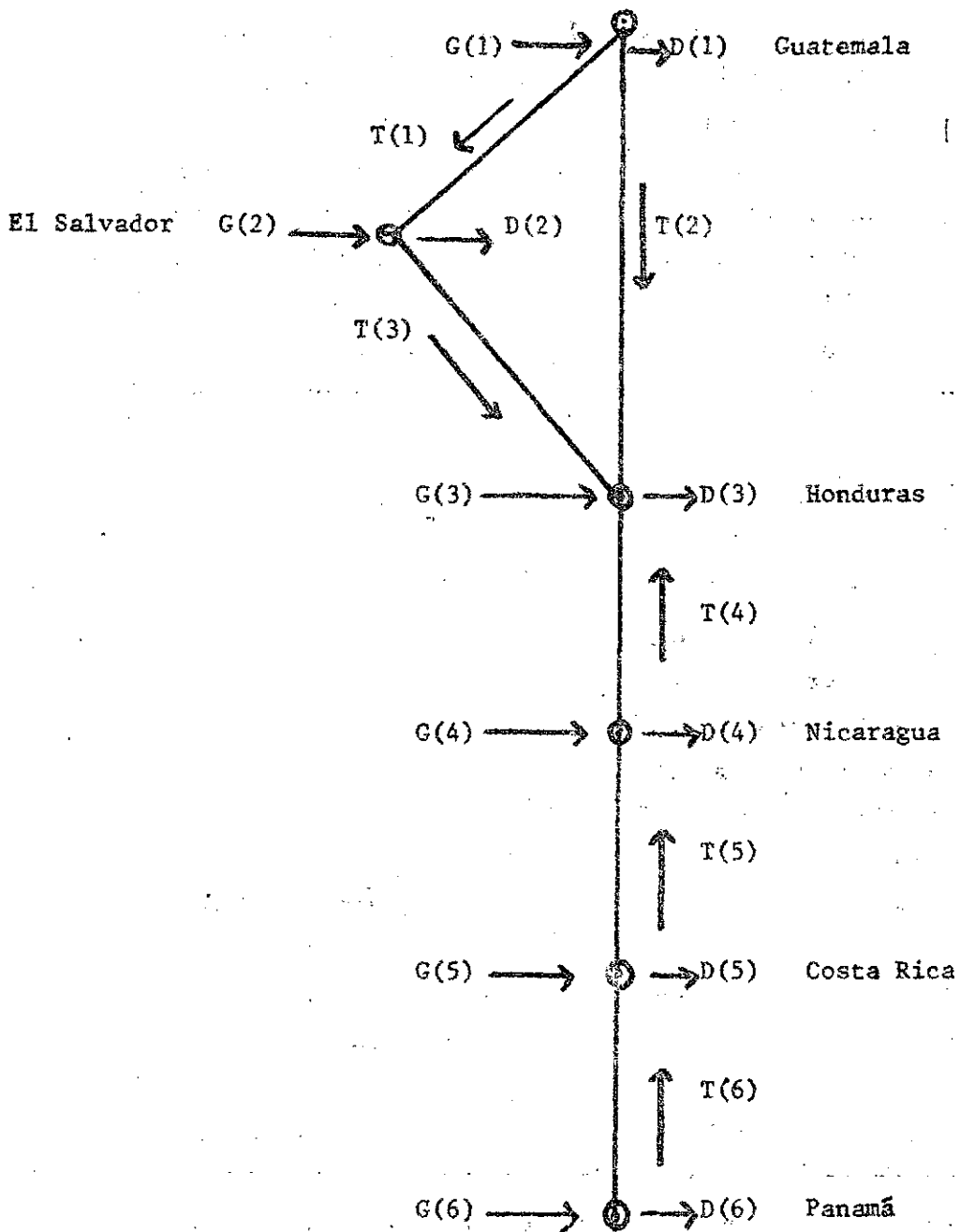
$$T(1) - T(3) = D(2) - G(2)$$

$$-T(2) - T(1) = D(1) - G(1)$$

$$T(2) + T(3) + T(4) = D(3) - G(3)$$

^{2/} De no existir el triángulo Guatemala-El Salvador-Honduras, las transferencias en estos tres países se determinarían en forma igual a la antes indicada. /Esquema 3

Esquema 3
TRANSMISIONES



/Puede

Puede notarse que estas ecuaciones están indeterminadas --debido a que no se representan las inductancias de las líneas-- (como consecuencia, una energía de cualquier magnitud podría estar circulando en el triángulo cerrado sin afectar el balance), por lo que resulta necesario hacer cero alguna de las transmisiones. El criterio utilizado es el siguiente:

Se definen los excedentes en los tres países del Norte:

$$A(1) = G(1) - D(1)$$

$$A(2) = G(2) - D(2)$$

$$A(3) = G(3) - D(3) - T(4)$$

Pueden presentarse los siguientes casos:

a) Si el excedente $A(1)$ es positivo y el excedente $A(2)$ es positivo, la transmisión entre los nodos 1 y 2 es nula y ambos entregan al nodo 3.

$$T(1) = 0$$

$$T(2) = A(1)$$

$$T(3) = A(2)$$

b) Si el excedente $A(2)$ es positivo y el excedente $A(3)$ es positivo, la transmisión entre 2 y 3 es nula.

$$T(3) = 0$$

$$T(1) = A(2)$$

$$T(2) = A(3)$$

c) Si el excedente $A(1)$ es positivo y el excedente $A(3)$ es positivo, la transmisión entre T(2) es nula.

$$T(2) = 0$$

$$T(1) = A(1)$$

$$T(3) = A(3)$$

d) Los casos especiales en que alguno de los nodos se auto-abastece son los siguientes:

$$\text{Si } A(1) = 0. \quad T(3) = A(2) \quad T(1) = 0 \text{ y } T(2) = 0$$

$$\text{Si } A(2) = 0. \quad T(2) = A(1) \quad T(1) = 0 \text{ y } T(3) = 0$$

$$\text{Si } A(3) = 0. \quad T(1) = A(1) \quad T(2) = 0 \text{ y } T(3) = 0$$

La subrutina calcula también el déficit total de cada nodo.

1) Subrutina COSOPE

Esta subrutina utiliza las energías colocadas en base y punta por cada planta térmica y con los correspondientes consumos de calor y costos de combustible calcula el costo de operación variable de cada planta. Los costos fijos termoeléctricos se toman de los resultados del modelo WASP y los fijos hidroeléctricos se calculan en función de la potencia instalada en cada planta multiplicada por un factor que considera el costo de operación y mantenimiento. Luego se integran los costos por países. Cuando esta subrutina es llamada --mediante una opción-- crea un archivo con los costos de operación e imprime los resultados del cálculo de costos.

m) Subrutina IMPRE

Esta subrutina imprime un cuadro detallado del balance y opera sólo para la opción de impresión detallada (IOPT-1). Como el número de casos por cada año es de 12 (cuatro periodos y tres condiciones hidrológicas), sólo se utiliza cuando el programa se corre para años aislados; por ejemplo, los años típicos definidos para el estudio del sistema de transmisión (1986, 1989 y 1994).

La salida está dividida en las siguientes cuatro partes:

1) Generación hidroeléctrica. Para cada equivalente de plantas (A y B) se indican totales y desglose como sigue:

- Nombre de la planta
- Potencia instalada
- Potencia de base
- Potencia disponible en el pico
- Potencia total
- Energía colocada en la base
- Energía colocada en el pico
- Energía total
- Rebase
- Factor de planta

/ii) Generación

ii) Generación termoeléctrica. Se indican totales y desglose para cada planta como se indica:

- Nombre de la planta
- Número de unidades instaladas
- Capacidad en la base de cada unidad
- Capacidad en el pico de cada unidad
- Capacidad total de la planta
- Energía generada en la base
- Energía generada en el pico
- Energía total generada
- Factor de planta

iii) Balance por países. Para cada país se indica:

- Energía demandada en el período
- Producción total en el período
- Déficit o superávit.

iv) Transferencias. Se indica el resultado de las transferencias de energía para cada interconector con la correspondiente dirección del flujo.

4. Datos de entrada

La lectura de datos se realiza en el MAIN y en la subrutina BALENE.

En el MAIN se leen:

- Caso (título del proceso)
- Número de años por procesar
- Año de inicio
- Opción de impresión

En el BALENE se leen 12 veces por año los siguientes datos:

- Año en proceso
- Período del año en proceso
- Condición hidrológica en proceso
- Demanda máxima del sistema integrado en el período
- Generación total asignada por el modelo WASP-3
- Energía demandada en el período
- Número de plantas térmicas

/Para cada

Para cada planta equivalente hidroeléctrica se lee:

- Tipo de planta (A o B)
- Potencia de base
- Potencia de pico
- Energía colocada en la base
- Energía colocada en el pico
- Energía rebasada

Para cada planta térmica se lee:

- Nombre de la planta
- Número de unidades
- Energía colocada en la base
- Energía colocada en el pico

5. Resultados

a) Listados de salida

La salida, como se indicó anteriormente, puede ser detallada o resumida. Se presentan a continuación los resultados de la impresión detallada consistente en 12 cuadros (cuatro períodos y tres condiciones hidrológicas) con la generación planta por planta, el balance por países y los resultados de la transferencia de energía y los costos de operación.

b) Archivo de salida

Como se indicó anteriormente, el modelo crea un archivo en disco en el que se guarda la información correspondiente a la salida resumida (balance por países y transferencia), u opcionalmente otro archivo que contiene la información de costos de operación.

B.- GENERACION TERMoeLECTRICA

NUMERO	* UN[*	* UN[*	CAPACIDAD (MW)	TOTAL	* BASE	ENERGIA (GWH)	TOTAL	* FACTOR DE
			PICO			PICA		PLANJA (%)
01-01	60	575.9	1269.5	2084.9	2.6	592.5	1897.5	0.0
01-02	3	30.0	45.7	137.1	0.1	0.2	0.3	0.1
01-03	4	8.0	22.2	88.8	0.0	0.0	0.0	0.0
01-04	2	20.0	27.0	34.0	0.0	0.0	0.0	0.0
01-05	3	12.5	29.6	59.2	54.5	49.3	104.0	80.2
01-06	2	3.4	14.4	43.2	0.0	0.0	0.0	0.0
01-07	1	2.0	5.9	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0
01-08	3	29.4	30.4	91.2	155.0	5.3	159.5	60.3
01-09	2	3.6	12.9	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0
01-10	8	6.0	14.3	114.4	65.2	117.2	203.1	81.1
01-11	3	16.4	41.1	123.3	64.4	0.0	54.4	33.8
01-12	3	26.9	31.3	93.9	141.6	23.2	165.0	80.2
01-13	4	4.5	16.0	72.0	0.0	0.0	0.0	0.0
01-14	3	3.3	12.7	38.1	17.6	50.1	47.7	81.1
01-15	4	30.0	49.1	196.4	0.1	0.0	0.1	0.0
01-16	2	3.0	26.0	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0
01-17	4	5.3	15.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0
01-18	1	8.0	47.6	47.0	0.0	0.1	0.1	0.1
01-19	2	15.0	94.0	168.0	45.2	238.0	283.2	68.8
01-20	1						141.6	
01-21	1	14.0	41.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0
01-22	2						0.0	
01-23	3	28.0	33.6	269.6	241.1	108.2	649.3	80.2
01-24	1						69.9	
01-25	3						349.5	
01-26	2						209.7	
01-27	2						20.2	

GENERACION TOTAL (GWH) = 6161.9
 DEMANDA (GWH) = 6161.5
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = -0.4

C.- BALANCE POR PAISES

DEMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	CUST	PANA
DEMANDA (GWH)	1276.	997.	561.	797.	1024.	1507.
DEFICIT (GWH)	1055.	1140.	630.	756.	1214.	1359.
EXCESO (GWH)	220.	-151.	-69.	41.	-190.	148.

D.- TRANSFERENCIAS

PERIODO	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1982	-151.	-70.	0.	-1.	-42.	148.

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

Cuadro 2

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, SALANCES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989. CONDICION HIDROLOGICA 2 (MAYO - JULIO)

RESULTADOS DE OPERACION

* AREA	* INSTALADA		CAPACIDAD BASE	PICO	TOTAL *	BASE	ENERGIA (GWH)		REBASE	* RACION DE EFICIENCIA (%)
	1976-8	1987-1					PICO	TOTAL		
TOTAL	1916.5	1457.1	357.3	1739.4	638.2	1923.3	2400.5	0.0	68.3	
LESC	14.0	0.0	10.0	10.0	22.0	0.0	32.0	0.0	71.0	
MILU	99.0	0.0	35.7	35.7	78.1	0.0	78.1	0.0	39.8	
SMAR	60.0	0.0	26.8	26.8	58.0	0.0	58.0	0.0	44.1	
UBEN	21.0	0.0	10.0	10.0	35.0	0.0	35.0	0.0	76.1	
JRUU	58.0	0.0	39.0	39.0	84.9	0.0	84.9	0.0	31.4	
RUAJ	15.0	0.0	13.0	13.0	28.0	0.0	28.0	0.0	85.2	
SMOU	81.0	0.0	78.0	78.0	169.0	0.0	169.0	0.0	25.3	
SLUR	180.0	177.6	47.6	150.0	104.3	131.7	335.0	0.0	59.9	
LANA	30.0	0.0	29.0	29.0	63.0	0.0	63.0	0.0	63.9	
RUM	80.0	0.0	80.0	80.0	121.0	0.0	121.0	0.0	59.1	
USOM	50.0	0.0	49.8	49.8	22.7	0.0	22.7	0.0	20.7	
LABO	174.0	0.0	170.7	170.7	153.8	0.0	153.8	0.0	46.4	
UBEN	33.0	0.0	33.3	33.3	73.0	0.0	73.0	0.0	62.7	
GARI	30.0	1.1	29.9	30.0	63.3	1.8	65.0	0.0	98.9	
RIDM	120.0	89.2	89.2	120.0	109.9	47.1	157.0	0.0	59.7	
ESTK	38.0	0.0	37.5	37.5	42.7	0.0	42.7	0.0	51.3	
UALL	42.0	0.0	42.3	42.3	85.3	0.0	85.3	0.0	60.1	
PREN	11.0	7.8	7.8	11.0	17.0	0.0	17.0	0.0	70.6	
IGATU	22.5	0.0	22.5	22.5	5.0	0.0	5.0	0.0	30.1	
MADD	24.0	0.0	24.0	24.0	0.0	0.0	0.0	0.0	95.1	
VENT	80.0	0.0	80.0	80.0	130.0	0.0	130.0	0.0	74.2	
ARNO	124.0	0.0	123.0	123.0	78.0	0.0	78.0	0.0	29.7	
BRIT	188.0	0.0	187.5	187.0	278.0	0.0	278.0	0.0	67.8	
ARGO	146.0	0.0	146.0	146.0	248.0	0.0	248.0	0.0	77.6	
B2-2	209.0	0.0	195.6	195.6	0.0	396.0	0.0	0.0	90.4	
TOTAL	2417.5	3454.3	345.2	3455.2	2.0	2623.2	2623.2	0.0	48.8	
POLE	300.0	0.0	293.1	293.1	0.0	330.9	330.9	0.0	50.4	
OROF	135.0	0.0	100.0	100.0	0.0	147.0	147.0	0.0	47.7	
RISF	22.5	0.0	21.4	21.4	2.0	14.5	16.5	0.0	33.5	
CAJI	175.2	0.0	175.0	175.0	0.0	263.0	263.0	0.0	62.5	
CENT	50.0	0.0	47.8	47.8	0.0	32.9	32.9	0.0	30.0	
CACH	100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	204.0	204.0	0.0	63.2	
AREN	156.0	0.0	149.0	149.0	0.0	140.0	140.0	0.0	41.0	
MAYA	150.0	0.0	157.0	157.0	0.0	151.0	151.0	0.0	46.0	
ABAY	78.0	0.0	62.0	62.0	0.0	5.0	5.0	0.0	3.0	
FORT	255.0	0.0	247.0	247.0	0.0	315.0	315.0	0.0	56.4	
CAJZ	58.4	0.0	53.4	53.4	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6	
LAJL	58.3	0.0	58.4	58.4	0.0	70.0	70.0	0.0	15.6	
CHIL	494.0	0.0	484.0	484.0	0.0	311.0	311.0	0.0	37.3	
XALA	350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	339.0	339.0	0.0	44.0	
B2-2	292.0	0.0	292.0	292.0	0.0	379.9	379.9	0.0	51.4	

B.- GENERACION TERMIELECTRICA

NOMBRE	# NO * * UNIT*	BASE	CAPACIDAD (MW) PICO	TOTAL	* %	BASE	ENERGIA (GWH) PICO	TOTAL	* %	ENERGIA DE PLANTA (2)
TOTAL	70	375.9	1269.5	3064.9		0.0	113.4	935.6		0.0
GRUR	3	36.0	45.7	137.1		0.1	0.0	0.1		0.0
GRUB	4	5.0	22.2	88.8		0.0	0.0	0.0		0.0
GRUC	2	20.0	27.0	54.0		0.1	0.0	0.1		0.1
SAVR	2	15.5	29.6	59.2		0.0	0.0	0.0		0.0
SATD	3	3.3	14.4	43.2		0.0	0.0	0.0		0.0
SATR	1	2.0	5.9	5.9		0.0	0.0	0.0		0.0
SADL	3	29.4	30.4	91.2		154.5	5.3	159.8		80.0
HOTR	2	3.6	12.9	25.8		0.0	0.0	0.0		0.0
HOUR	8	6.0	14.3	114.4		0.0	0.0	0.0		0.0
NIOR	3	16.4	41.1	123.3		0.0	0.1	0.1		0.0
NIGE	3	26.9	31.3	93.9		128.0	0.0	128.0		62.2
COID	4	4.5	18.0	72.0		0.0	0.0	0.0		0.0
COBR	3	3.3	12.7	38.1		0.0	0.0	0.0		0.0
FAVR	4	30.0	49.1	146.4		0.0	0.0	0.0		0.0
PATR	2	3.0	25.0	52.0		0.0	0.0	0.0		0.0
PADB	4	5.3	15.0	60.0		0.0	0.0	0.0		0.0
GO50	1	8.0	47.0	47.0		0.0	0.1	0.1		0.1
NICA	1					0.1		0.1		
V100	2	15.0	94.0	108.0		0.0	0.0	0.0		0.0
ELSA	1					0.0		0.0		
PANA	1					0.0		0.0		
YR50	5	16.0	41.0	205.0		0.0	0.0	0.0		0.0
ELSA	2					0.0		0.0		
NICA	3					0.0		0.0		
RE35	11	28.0	33.6	369.6		539.5	107.9	647.4		80.0
GUAT	1							69.9		
ELSA	5							349.5		
NICA	3							209.7		
COST	2							18.3		

GENERACION TOTAL (GWH) = 6161.3
 DEMANDA (GWH) = 6161.5
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = 0.2

C.- BALANCE POR PAISES

DEMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1276.	997.	561.	797.	1024.	1507.
DEFICIT (GWH)	-8.	1167.	483.	672.	1189.	1367.
		-170.	79.	125.	-165.	140.

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1989	1	0.	8.	170.	100.	-25.	140.

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

Cuadro 3

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, BALANCES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989. CONDICION HIDROLOGICA 3 (MAYO - JULIO)

RESULTADOS DE OPERACION

A. GENERACION HIDROELECTRICA	RESULTADOS DE OPERACION										# FACTOR DE PLANTA (%)	
	# INSTALADA	CAJALAMA	CAJALAMA	BASE	CELESTINA (MW)	PICO	TOTAL	%	BASE	ENERGIA (GWH) PICO		ENERGIA (GWH) TOTAL
TOTAL	1716.5	533.5	1093.5	1892.0	1782.0	818.0	3172.7	3990.7	0.0	76.5		
LFSC	14.0	10.0	0.0	10.0	0.0	23.9	0.0	23.9	0.0	78.0		
MLIN	70.0	51.0	0.0	51.0	0.0	111.6	0.0	111.6	0.0	56.5		
SHAK	40.0	26.5	0.0	26.5	0.0	58.0	0.0	58.0	0.0	44.1		
GMEN	21.0	18.0	0.0	18.0	0.0	35.0	0.0	35.0	0.0	76.1		
BRGU	53.0	0.0	0.0	53.0	0.0	72.4	0.0	72.4	0.0	57.1		
GHUJ	15.0	0.0	0.0	15.0	0.0	30.0	0.0	30.0	0.0	91.3		
SNUV	81.0	0.0	0.0	81.0	0.0	164.0	0.0	164.0	0.0	72.5		
SLOR	180.0	0.0	0.0	180.0	0.0	315.0	0.0	315.0	0.0	79.9		
LABA	30.0	0.0	0.0	30.0	0.0	50.0	0.0	50.0	0.0	76.1		
KLIN	80.0	0.0	0.0	80.0	0.0	142.0	0.0	142.0	0.0	81.1		
USOM	50.0	0.0	0.0	50.0	0.0	23.1	0.0	23.1	0.0	21.1		
CURS	174.0	0.0	0.0	174.0	0.0	154.2	0.0	154.2	0.0	40.5		
CMEN	58.0	33.3	0.0	58.0	0.0	73.0	0.0	73.0	0.0	87.7		
GARI	30.0	25.7	0.0	30.0	0.0	56.2	0.0	56.2	0.0	95.9		
RIGH	120.0	54.5	0.0	120.0	0.0	123.8	0.0	123.8	0.0	67.0		
FSIR	38.0	32.8	0.0	38.0	0.0	67.5	0.0	67.5	0.0	81.1		
VALL	42.0	37.2	0.0	42.0	0.0	73.9	0.0	73.9	0.0	90.3		
PHEN	11.0	7.8	0.0	11.0	0.0	17.0	0.0	17.0	0.0	70.6		
BATU	22.5	0.0	0.0	22.5	0.0	10.0	0.0	10.0	0.0	20.3		
MADI	24.0	0.0	0.0	24.0	0.0	50.0	0.0	50.0	0.0	93.1		
UFNT	80.0	0.0	0.0	80.0	0.0	156.0	0.0	156.0	0.0	89.0		
ASMO	124.0	0.0	0.0	124.0	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	36.6		
RRIT	188.0	0.0	0.0	188.0	0.0	278.0	0.0	278.0	0.0	67.5		
ANGD	146.0	0.0	0.0	146.0	0.0	316.0	0.0	316.0	0.0	98.8		
UC-2	200.0	0.0	0.0	200.0	0.0	431.0	0.0	431.0	0.0	98.4		
TOTAL	2617.5	11.5	2516.8	2518.1	2518.1	2.7	2965.0	2967.7	0.0	53.8		
LUYE	300.0	0.0	0.0	300.0	0.0	386.7	0.0	386.7	0.0	58.7		
CGDE	135.0	0.0	0.0	135.0	0.0	196.0	0.0	196.0	0.0	63.3		
NISP	27.5	1.5	0.0	27.5	0.0	15.3	0.0	15.3	0.0	36.5		
CAJI	175.2	0.0	0.0	175.2	0.0	286.0	0.0	286.0	0.0	74.5		
CFNT	50.0	0.0	0.0	50.0	0.0	58.5	0.0	58.5	0.0	53.4		
EACH	100.0	0.0	0.0	100.0	0.0	204.0	0.0	204.0	0.0	93.2		
ANEN	156.0	0.0	0.0	156.0	0.0	141.0	0.0	141.0	0.0	41.3		
RAYA	150.0	0.0	0.0	150.0	0.0	144.0	0.0	144.0	0.0	43.8		
ARAY	75.0	0.0	0.0	75.0	0.0	10.0	0.0	10.0	0.0	6.1		
FORT	255.0	0.0	0.0	255.0	0.0	330.0	0.0	330.0	0.0	59.1		
CAJ2	58.4	0.0	0.0	58.4	0.0	20.0	0.0	20.0	0.0	15.6		
CAJ3	58.4	0.0	0.0	58.4	0.0	20.0	0.0	20.0	0.0	15.6		
CHUK	480.0	0.0	0.0	480.0	0.0	400.0	0.0	400.0	0.0	41.5		
XALA	350.0	0.0	0.0	350.0	0.0	359.0	0.0	359.0	0.0	44.8		
PC-2	292.0	0.0	0.0	292.0	0.0	394.5	0.0	394.5	0.0	61.7		

B. - GENERACION TERMIELECTRICA

PLANTA	* NO * * UNTS *	BASE	UNPAQUETES (MW) PICO	TOTAL	* * %	BASE	ENERGIA (GWH) PICO	TOTAL	* FACTOR DE * PLANTA (%)
TOTAL	70	375.9	1269.5	2064.9		0.0	0.5	202.9	9.0
GRUPO	3	20.0	43.7	137.1		0.0	0.0	0.0	0.0
GRUPO	4	5.0	22.0	88.8		0.0	0.0	0.0	0.0
GRUPO	2	20.0	22.0	34.0		0.1	0.0	0.1	0.1
SAVIA	2	15.5	29.6	59.2		0.0	0.0	0.0	0.0
SAVIA	3	3.3	14.4	43.2		0.0	0.0	0.0	0.0
SAVIA	1	2.0	5.9	5.9		0.0	0.0	0.0	0.0
SAVIA	3	29.4	30.4	91.2		0.1	0.0	0.1	0.1
SAVIA	2	3.6	12.9	25.8		0.0	0.0	0.0	0.0
MOER	8	6.0	14.3	114.4		0.0	0.0	0.0	0.0
NIUB	3	16.4	41.1	123.3		0.1	0.1	0.2	0.1
RICE	3	26.9	31.3	93.9		0.0	0.0	0.0	0.0
COIN	4	4.5	18.0	72.0		0.0	0.0	0.0	0.0
COIN	3	3.3	12.7	38.1		0.0	0.0	0.0	0.0
PAUB	4	30.0	49.1	156.4		0.0	0.0	0.0	0.0
PAUB	2	3.0	26.0	52.0		0.0	0.0	0.0	0.0
PAUB	4	5.3	15.0	60.0		0.0	0.0	0.0	0.0
VISO	1	8.0	47.0	47.0		0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	1								
U100	2	15.0	94.0	189.0		0.0	0.2	0.2	0.0
ELSA	1								
PANA	1	16.0	41.0	205.0		0.0	0.0	0.0	0.0
TUSO	5								
ELSA	2								
NICA	3								
GR35	11	28.0	33.6	369.6		202.1	0.2	202.3	25.0
GUAT	1								
ELSA	5								
NICA	3								
COST	2								

GENERACION TOTAL (GWH) = 4161.4
 DEMANDA (GWH) = 6161.5
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = 0.1

C. - BALANCE POR PAISES

PAIS	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
DEMANDA (GWH)	1276.	997.	561.	797.	1024.	1507.
GENERACION (GWH)	1447.	932.	536.	436.	1383.	1528.
DEFICIT (GWH)	-171.	66.	25.	361.	-359.	-21.

D. - TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1989	1	66.	106.	0.	81.	-280.	-21.
	2						
	3						

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

Cuadro 4

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, BALANCES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989. CONDICION HIDROLOGICA 1 (AGOSTO-OCTUBRE)

RESULTADOS DE OPERACION

A. - GENERACION HIDROELECTRICA

PAIS	* INSTALACION	CAPACIDAD (MW)	PIED	TOTAL *	BASE	ENERGIA (GWH) PICO	ENERGIA (GWH) TOTAL	REBASE	*FACTOR DE PLANTIA (X)
TOTAL	1915.5	312.6	1444.4	1757.0	684.5	1786.8	2471.3	0.0	64.2
LESO	14.0	12.8	0.0	12.8	28.0	0.0	28.0	0.0	91.3
MLIN	90.0	37.4	0.0	37.4	81.8	0.0	81.8	0.0	41.5
SMAN	60.0	13.7	0.0	13.7	30.0	0.0	30.0	0.0	22.8
GREN	31.0	16.4	0.0	16.4	36.0	0.0	36.0	0.0	78.3
JURU	58.0	0.0	58.0	58.0	0.0	42.6	42.6	0.0	33.5
GUAJ	15.0	0.0	13.2	13.2	0.0	7.0	7.0	0.0	21.3
SMYR	81.0	0.0	81.6	81.6	0.0	150.0	150.0	0.0	84.6
SLOK	180.0	48.1	91.9	160.0	149.1	123.9	273.0	0.0	69.3
CANA	30.0	0.0	30.8	30.8	0.0	31.0	31.0	0.0	47.2
MLIN	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	91.0	91.0	0.0	51.9
USON	50.0	0.0	49.6	49.6	0.0	16.8	16.8	0.0	15.3
COGO	174.0	0.0	170.7	170.7	0.0	137.6	137.6	0.0	36.1
CMER	38.0	34.2	0.0	34.2	75.0	0.0	75.0	0.0	90.1
BARL	30.0	28.9	1.1	30.0	63.3	1.8	63.0	0.0	98.9
STOM	120.0	50.5	49.5	120.0	110.7	47.3	158.0	0.0	60.1
ESTR	38.0	31.1	0.0	31.1	68.2	0.0	68.2	0.0	82.0
VALI	42.0	30.1	0.0	30.1	65.9	0.0	65.9	0.0	71.6
PHEN	11.0	7.8	0.0	7.8	17.0	0.0	17.0	0.0	70.5
GATU	32.5	0.0	32.5	32.5	0.0	20.0	20.0	0.0	40.8
MABD	24.0	0.0	24.0	24.0	0.0	10.0	10.0	0.0	19.0
VENT	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	153.0	153.0	0.0	87.3
ASNO	124.0	0.0	123.0	123.0	0.0	5.0	5.0	0.0	1.8
BRIT	188.0	0.0	187.0	187.0	0.0	238.0	238.0	0.0	57.8
ANGD	146.0	0.0	146.0	146.0	0.0	316.0	316.0	0.0	98.8
HO-2	200.0	0.0	200.0	200.0	0.0	355.4	355.4	0.0	81.1
TOTAL	2617.5	1.0	3420.8	3481.8	2.3	2669.5	2671.8	0.0	49.2
POIF	300.0	0.0	298.5	298.5	0.0	394.0	394.0	0.0	60.0
OSSE	135.0	0.0	116.5	116.5	0.0	143.0	143.0	0.0	48.4
NISP	22.5	1.0	21.5	22.5	2.3	14.8	17.1	0.0	34.7
RAJI	175.2	0.0	175.0	175.0	0.0	198.0	198.0	0.0	51.6
RENT	50.0	0.0	48.3	48.3	0.0	21.7	21.7	0.0	19.8
CACH	100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	216.0	216.0	0.0	98.6
AREN	158.0	0.0	143.0	143.0	0.0	128.0	128.0	0.0	37.5
RAYA	150.0	0.0	126.0	126.0	0.0	89.0	89.0	0.0	27.1
ABAY	75.0	0.0	67.0	67.0	0.0	5.0	5.0	0.0	3.0
PORT	255.0	0.0	244.0	244.0	0.0	290.0	290.0	0.0	51.9
CAJ7	58.4	0.0	49.0	49.0	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6
CAJ3	58.4	0.0	40.0	40.0	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6
EMUL	480.0	0.0	410.0	410.0	0.0	180.0	180.0	0.0	18.7
XALA	350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	540.0	540.0	0.0	70.5
RT-2	292.0	0.0	292.0	292.0	0.0	410.0	410.0	0.0	64.1

B.- GENERACION TERMoeLECTRICA

NUMBRE	* NO *	* UNITS	BASE	CAPACIDAD (MW)	PICO	TOTAL	* BASE	ENERGIA (GWH)	TOTAL	* FACTOR DE PLANTA (%)
TOTAL	70	375.4	1289.5	2064.9	0.0	144.0	1049.5	0.0	0.0	0.0
GNR	3	20.0	85.7	137.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GNTO	4	5.0	22.2	88.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GUCC	2	20.0	27.0	54.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
SAV9	3	15.5	29.6	59.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SATD	3	5.3	14.4	43.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SATB	1	2.0	5.9	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SABE	3	29.4	30.4	91.2	161.7	5.5	167.2	83.7	83.7	83.7
MOYD	2	3.6	12.9	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NOBS	8	6.0	14.3	114.4	50.0	0.0	50.0	20.0	20.0	20.0
NIVB	3	16.4	41.1	123.3	0.3	0.3	0.6	0.2	0.2	0.2
NICE	3	26.9	31.3	93.9	148.0	24.2	172.2	83.7	83.7	83.7
COTD	4	4.5	18.0	72.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CODB	3	3.3	12.7	39.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PAVR	4	30.0	49.1	196.4	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0
PATD	2	3.0	26.0	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PARD	4	5.3	15.0	60.0	0.1	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2
VPSO	1	8.0	47.0	47.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	1	15.0	94.0	188.0	0.0	0.5	0.5	0.1	0.1	0.1
ELSA	1	16.0	41.0	205.0	0.3	0.4	0.4	0.1	0.1	0.1
PANB	1	28.0	33.6	345.6	564.8	113.0	677.8	83.7	83.7	83.7
IGSO	2									
ELSA	2									
NICA	3									
GE35	11									
GUAT	1									
ELSA	3									
NICA	3									
COST	2									

GENERACION TOTAL (GWH) = 6212.3
 DEMANDA (GWH) = 6212.4
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = 0.1

C.- BALANCE FOR Paises

DEMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1297.	1021.	604.	758.	1055.	1480.
DEFICIT (GWH)	1372.	1095.	427.	659.	1328.	1331.
	-75.	-74.	176.	96.	-273.	149.

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	CONB.	HOND.	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1989	2		1	0.	75.	74.	-28.	-124.	149.

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

Cuadro 5

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES. BALANCS NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS
ENTRE PAISES, 1989. CONDICION HIDROLOGICA 2 (AGOSTO-OCTUBRE)

RESULTADOS DE OPERACION

A. - GENERACION HIDROELECTRICA	RESULTADOS DE OPERACION										# PLANTA (X)
	# INSTALADA	CAPACIDAD (MW)	PICO	TOTAL*	%	BASE	ENERGIA (GWH)	REBASE	ENERGIA (GWH)	# PLANTA (X)	
TOTAL	1916.5	403.0	1415.2	1817.2	880.3	1956.5	5876.8	323.3	71.3	71.3	
LESC	14.0	13.8	0.0	13.8	28.0	0.0	28.0	0.0	2.2	91.2	
MLIN	50.0	29.2	0.0	69.2	140.4	0.0	140.4	11.2	11.2	71.2	
SMAR	60.0	36.5	0.0	26.5	53.7	0.0	53.7	4.3	4.3	40.9	
GRFN	21.0	16.4	0.0	16.4	33.3	0.0	33.3	0.0	2.7	72.5	
JUKU	58.0	0.0	58.0	58.0	0.0	56.1	56.1	17.4	17.4	49.1	
GUAJ	15.0	0.0	14.3	14.3	0.0	25.0	25.0	0.0	0.0	76.1	
SNDV	81.0	0.0	81.0	81.0	0.0	174.0	174.0	0.0	0.0	98.1	
SLOR	180.0	90.5	71.5	162.0	198.2	106.8	309.0	0.0	0.0	77.4	
LAMA	130.0	0.0	30.0	30.0	0.0	43.0	43.0	0.0	0.0	65.4	
NLIM	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	119.0	119.0	0.0	0.0	67.8	
OSDM	30.0	0.0	49.6	49.6	0.0	25.3	25.3	0.0	0.0	23.3	
CAPO	174.0	0.0	170.7	170.7	0.0	106.4	106.4	33.1	27.9	84.6	
CPEN	38.0	34.7	0.0	34.7	70.4	0.0	70.4	5.6	5.6	91.2	
CSRI	30.0	28.9	1.1	30.0	58.6	1.3	59.9	5.1	5.1	68.1	
KTOR	120.0	61.0	59.0	120.0	123.7	55.3	179.0	27.0	27.0	94.8	
ESTE	38.0	35.0	0.0	35.0	78.9	0.0	78.9	0.0	0.0	84.8	
USLL	42.0	35.6	0.0	35.6	78.0	0.0	78.0	0.0	0.0	70.6	
PNEH	11.0	7.8	0.0	7.8	17.0	0.0	17.0	0.0	0.0	81.2	
GATU	22.5	0.0	22.5	22.5	0.0	40.0	40.0	0.0	0.0	66.6	
RADE	26.0	0.0	26.0	26.0	0.0	35.0	35.0	0.0	0.0	73.2	
VENT	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	128.2	128.2	39.8	39.8	64.8	
ASNO	128.0	0.0	122.0	122.0	67.0	176.0	176.0	0.0	0.0	57.8	
RAIT	188.0	0.0	187.0	187.0	0.0	238.0	238.0	0.0	0.0	78.4	
AMGO	146.0	0.0	146.0	146.0	0.0	241.1	241.1	74.9	74.9	88.1	
D2-2	200.0	0.0	200.0	200.0	0.0	389.9	389.9	0.0	0.0	60.7	
TOTAL	3617.8	6.2	2531.5	2537.7	13.6	3338.5	3372.1	0.0	0.0	81.9	
RUFE	300.0	0.0	299.6	299.6	0.0	538.1	538.1	0.0	0.0	78.1	
UGDE	135.0	0.0	120.0	120.0	0.0	231.0	231.0	0.0	0.0	68.4	
NIOP	22.5	6.2	16.3	22.5	13.6	20.1	33.7	0.0	0.0	87.6	
CAJI	178.2	0.0	175.0	175.0	0.0	336.0	336.0	0.0	0.0	32.5	
DENT	50.0	0.0	48.8	48.8	0.0	35.6	35.6	0.0	0.0	98.6	
CACH	100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	216.0	216.0	0.0	0.0	37.5	
ASEN	156.0	0.0	149.0	149.0	0.0	128.0	128.0	0.0	0.0	25.9	
RAYA	150.0	0.0	137.0	137.0	0.0	85.0	85.0	0.0	0.0	3.0	
ARAY	75.0	0.0	67.0	67.0	0.0	9.0	9.0	0.0	0.0	40.6	
FORT	255.0	0.0	250.0	250.0	0.0	227.0	227.0	0.0	0.0	15.6	
CAZ2	58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	20.0	20.0	0.0	0.0	48.3	
GRJ3	58.6	0.0	58.4	58.4	0.0	30.0	30.0	0.0	0.0	69.7	
CHUL	440.0	0.0	410.0	410.0	0.0	465.0	465.0	0.0	0.0	77.8	
XALA	350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	534.0	534.0	0.0	0.0	89.1	
92-2	392.0	0.0	392.0	392.0	0.0	497.7	497.7	0.0	0.0	60.7	

B.- GENERACION TERMoeLECTRICA

NOMBRE	* NO * * (MW) *	* BASE	CAPACIDAD (MW) PIED	TOTAL	* %	BASE	ENERGIA (GWH) PIED	TOTAL	* FACTOR DE * PLANTA (%)
TOTAL	70	375.9	1269.5	2064.9		16.4	1.4	3.4	0.0
GUAB	3	20.0	45.7	137.1		0.0	0.0	0.0	0.0
GUAD	4	5.0	27.0	96.9		0.0	0.0	0.0	0.0
GUAC	3	20.0	27.0	54.0		0.0	0.0	0.0	0.0
SAVB	2	15.5	29.8	59.2		0.0	0.1	0.1	0.1
SATB	3	3.3	14.4	43.2		0.0	0.0	0.0	0.0
SATB	1	2.0	5.9	5.9		0.0	0.0	0.0	0.0
SAGE	3	29.4	30.4	51.2		0.0	0.0	0.0	0.0
HOND	2	3.6	12.9	25.8		0.0	0.0	0.0	0.0
HOND	8	6.0	14.3	114.4		0.0	0.0	0.0	0.0
NIVB	3	16.4	41.1	123.3		0.0	0.0	0.0	0.0
NIBB	3	26.9	31.3	93.9		0.0	0.0	0.0	0.0
COTB	4	4.5	18.0	72.0		0.0	0.0	0.0	0.0
COBB	3	3.3	12.7	38.1		0.0	0.0	0.0	0.0
PAVB	4	30.0	49.1	196.4		0.4	0.3	0.7	0.2
PAVB	2	3.0	26.0	52.0		0.0	0.0	0.0	0.0
PAVB	4	5.3	15.0	60.0		0.1	0.1	0.2	0.2
VOSO	1	8.0	47.0	47.0		0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	1								
V100	2	15.0	94.0	188.0		0.1	0.8	0.9	0.2
ELSA	1								
PANA	1								
7050	5	14.0	41.0	205.0		0.0	0.0	0.0	0.0
ELSA	2								
NICA	3								
BEIS	11	28.0	33.6	369.6		1.4	0.1	1.5	0.2
GUAT	1								
ELSA	5								
NICA	3								
COST	2								

GENERACION TOTAL (GWH) = 6212.4
 REPARADA (GWH) = 6212.4
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = 0.0

C.- BALANCE POR PAISES

RECORDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1297.	1021.	604.	755.	1055.	1480.
DEFICIT (GWH)	1849.	912.	572.	306.	1129.	1451.
	-551.	109.	32.	455.	-74.	29.

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	COND.	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1989	2	2	109.	442.	0.	411.	-45.	29.

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

Cuadro 6

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, BALANCES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989. CONDICION HIDROLOGICA 3 (AGOSTO-OCTUBRE)

RESULTADOS DE OPERACION

A.1. GENERACION HIDROELECTRICA

AAAD	* INSTALADA	CAPACIDAD (MW) BASE	PICO	* TOTAL*	BASE	ENERGIA PICO (GWH)	ENERGIA TOTAL	REBASE	*FACTOR DE PLANTA (%)
TOTAL	1914.5	395.9	1445.6	1841.5	867.1	1053.4	1920.5	1480.3	47.6
LESC	14.0	13.2	0.0	13.2	21.7	0.0	21.7	7.1	70.7
MILN	90.0	88.2	0.0	88.2	145.4	0.0	145.4	47.8	73.8
SNAR	60.0	58.5	0.0	58.5	43.7	0.0	43.7	14.3	33.2
GNEN	21.0	16.4	0.0	16.4	27.1	0.0	27.1	8.9	58.9
JURU	58.0	0.0	58.0	58.0	0.0	42.6	0.0	67.5	33.6
URAJ	15.0	0.0	14.9	14.9	0.0	12.4	12.4	19.6	37.7
SNOV	81.0	0.0	81.0	81.0	0.0	67.4	67.4	106.6	38.0
SLOR	180.0	161.5	8.5	170.0	266.4	5.1	271.4	95.6	68.9
LANA	30.0	0.0	30.0	30.0	0.0	19.4	19.4	30.6	29.5
RLIN	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	51.5	51.5	81.5	29.4
RSOM	50.0	0.0	49.6	49.6	0.0	57.9	57.9	0.0	54.7
CRKO	174.0	0.0	170.7	170.7	0.0	54.4	54.4	86.2	14.3
GNEN	38.0	34.7	0.0	34.7	87.2	0.0	57.2	18.8	68.8
GRSI	30.0	28.9	1.1	30.0	47.6	0.7	48.3	16.7	73.5
RIOF	120.0	79.7	40.3	120.0	131.4	21.8	153.3	77.7	58.3
ESTR	38.0	30.9	0.0	30.9	51.0	0.0	51.0	16.7	61.2
VALI	42.0	35.1	0.0	38.1	62.9	0.0	62.9	20.6	68.3
PHEN	11.0	7.8	0.0	7.8	12.8	0.0	12.8	4.2	53.1
GATU	22.5	0.0	22.5	22.5	0.0	15.5	15.5	24.5	31.4
MARD	24.0	0.0	24.0	24.0	0.0	15.5	15.5	24.5	29.5
VENT	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	67.0	67.0	106.0	38.2
ASNB	124.0	0.0	122.0	122.0	0.0	92.9	92.9	147.1	34.2
PRIT	188.0	0.0	187.0	187.0	0.0	238.0	238.0	0.0	57.8
ANBU	146.0	0.0	146.0	146.0	0.0	122.4	122.4	193.6	30.3
HT-2	200.0	0.0	200.0	200.0	0.0	166.9	166.9	264.1	38.1
TOTAL	2617.5	51.6	2545.5	2554.1	121.3	4275.9	4286.2	0.0	76.7
POVE	300.0	0.0	300.0	300.0	0.0	648.0	648.0	0.0	98.6
CODE	135.0	0.0	129.0	129.0	0.0	279.0	279.0	0.0	94.4
NISP	22.5	15.7	6.8	22.5	34.3	10.7	45.0	0.0	91.3
CAJI	175.0	0.0	175.0	175.0	0.0	378.0	378.0	0.0	95.5
CRNT	50.0	0.0	48.8	48.8	0.0	71.0	71.0	0.0	64.8
CACH	100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	216.0	216.0	0.0	98.6
AREN	156.0	0.0	141.0	141.0	0.0	128.0	128.0	0.0	37.5
DRYA	150.0	0.0	150.0	150.0	0.0	238.0	238.0	0.0	72.5
ARAY	75.0	0.0	75.0	75.0	0.0	10.0	10.0	0.0	3.1
FORT	253.0	0.0	254.0	254.0	0.0	342.0	342.0	0.0	61.2
CAJ2	58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	126.0	126.0	0.0	98.5
CAJ3	58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	65.0	65.0	0.0	51.6
CHIL	440.0	0.0	400.0	400.0	0.0	545.0	545.0	0.0	56.6
XALA	350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	652.0	652.0	0.0	85.1
R2-2	292.0	0.0	292.0	292.0	0.0	544.2	544.2	0.0	85.1

B.- GENERACION TERMoeLECTRICA

NOMBRE	* NO * * UNID *	CAPACIDAD (MW)	TOTAL *	BASE *	ENERGIA (GWH)	TOTAL *	FACTOR DE PLANTA (%)
		PICO			PICO		
TOTAL	70	375.9	2064.9	15.6	1.2	3.6	0.0
GUVR	3	30.0	137.1	0.0	0.2	0.2	0.1
GUFD	4	5.0	88.8	0.0	0.0	0.0	0.0
GUFC	2	20.0	54.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAVR	2	15.5	59.2	0.1	0.1	0.2	0.2
SATD	3	3.3	14.4	0.0	0.0	0.0	0.0
SATB	1	2.0	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0
SAGE	3	29.4	91.3	0.0	0.0	0.0	0.0
HOTD	2	3.6	23.8	0.0	0.0	0.0	0.0
HOTB	8	6.0	114.4	0.0	0.0	0.0	0.0
NIVR	3	16.4	123.3	0.0	0.0	0.0	0.0
NIVB	3	26.9	93.9	0.0	0.0	0.0	0.0
COFB	4	4.5	72.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COBB	3	3.3	38.1	0.0	0.1	0.1	0.1
PAVR	4	30.0	196.4	0.6	0.2	0.8	0.3
PATB	2	3.0	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PAVD	4	5.3	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0
OPD0	1	8.0	47.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	1	15.0	188.0	0.2	0.6	0.8	0.2
OTD0	2	15.0	188.0	0.2	0.6	0.8	0.2
FLSA	1	16.0	205.0	0.0	0.0	0.4	0.0
PANA	1	16.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOSS0	5	16.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FLSA	2	16.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	3	28.0	369.6	1.5	0.0	1.5	0.2
BRES	11	28.0	369.6	1.5	0.0	1.5	0.2
GUAT	1	1297.0	1021.0	604.0	0.0	0.0	0.0
FLSA	5	2126.0	724.0	686.0	0.0	0.0	0.0
FLSA	5	2126.0	724.0	686.0	0.0	0.0	0.0
NICA	3	2126.0	724.0	686.0	0.0	0.0	0.0
COST	2	2126.0	724.0	686.0	0.0	0.0	0.0

GENERACION TOTAL (GWH) = 6312.3
 DEMANDA (GWH) = 6312.4
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = 0.1

C.- BALANCE POR PAISES

DEMANDA (GWH)	GUAT	FLSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1297.0	1021.0	604.0	755.0	1055.0	1480.0
DEFICIT (GWH)	2126.0	724.0	686.0	370.0	847.0	1460.0
	-828.0	298.0	-82.0	385.0	208.0	20.0

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	GUAT-HOND	FLSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1989	2	531.0	0.0	613.0	228.0	20.0

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, BALANES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989. CONDICION HIDROLOGICA I (NOVIEMBRE-ENERO)

RESULTADOS DE OPERACION

* GENERACION HIDROELECTRICA		CAPACIDAD (MW)		FICG		TOTAL*		BASE		ENERGIA (GWH)		#PLANTA (Z)	
* INSTALADA	BASE	BASE	FICG	FICG	TOTAL*	#	TOTAL*	BASE	FICG	ENERGIA (GWH)	ENERGIA (GWH)	#PLANTA (Z)	#PLANTA (Z)
1916.5	199.6	1530.3	1729.9	437.2	1486.5	1923.7	0.0	50.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LFSC	14.0	3.5	0.0	0.0	3.5	7.6	0.0	0.0	0.0	7.6	0.0	0.0	24.8
BLIN	90.0	21.9	0.0	0.0	21.9	47.9	0.0	0.0	0.0	47.9	0.0	0.0	24.3
SHAR	60.0	13.7	0.0	0.0	13.7	30.0	0.0	0.0	0.0	30.0	0.0	0.0	22.8
ORFN	21.0	15.1	0.0	0.0	15.1	33.0	0.0	0.0	0.0	33.0	0.0	0.0	71.8
JURU	58.0	0.0	58.0	0.0	58.0	0.0	25.2	0.0	0.0	25.2	0.0	0.0	19.8
GUAR	13.0	0.0	14.3	0.0	14.3	0.0	7.0	0.0	0.0	7.0	0.0	0.0	21.3
SRIV	87.0	0.0	81.0	0.0	81.0	0.0	62.0	0.0	0.0	62.0	0.0	0.0	35.0
SLAK	180.0	0.7	167.3	0.0	168.0	1.6	68.4	0.0	0.0	68.4	0.0	0.0	17.8
CANA	20.0	0.0	29.0	0.0	29.0	0.0	31.0	0.0	0.0	31.0	0.0	0.0	47.3
RLIN	80.0	0.0	80.0	0.0	80.0	0.0	91.0	0.0	0.0	91.0	0.0	0.0	51.9
ESUN	50.0	0.0	49.6	0.0	49.6	0.0	21.7	0.0	0.0	21.7	0.0	0.0	19.8
UDRG	174.0	0.0	170.7	0.0	170.7	0.0	159.6	0.0	0.0	159.6	0.0	0.0	41.9
ORFN	38.0	23.3	6.0	0.0	33.3	73.0	0.0	0.0	0.0	73.0	0.0	0.0	87.7
BARI	30.0	22.8	7.2	0.0	30.0	50.0	11.0	0.0	0.0	61.0	0.0	0.0	92.8
KISH	120.0	30.5	89.5	0.0	120.0	64.7	41.3	0.0	0.0	108.0	0.0	0.0	41.1
ESTR	38.0	22.5	0.0	0.0	22.5	48.3	0.0	0.0	0.0	48.3	0.0	0.0	59.2
UALL	42.0	27.9	0.0	0.0	27.9	81.0	0.0	0.0	0.0	81.0	0.0	0.0	66.3
PREH	11.0	7.8	0.0	0.0	7.8	17.0	0.0	0.0	0.0	17.0	0.0	0.0	70.6
GATU	22.5	0.0	22.5	0.0	22.5	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	40.6
MADD	24.0	0.0	24.0	0.0	24.0	0.0	10.0	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	19.0
VENT	80.0	0.0	80.0	0.0	80.0	0.0	135.0	0.0	0.0	135.0	0.0	0.0	71.3
ASNO	124.0	0.0	124.0	0.0	124.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	1.8
PRIT	188.0	0.0	187.0	0.0	187.0	0.0	278.0	0.0	0.0	278.0	0.0	0.0	67.5
AREO	146.0	0.0	146.0	0.0	146.0	0.0	151.0	0.0	0.0	151.0	0.0	0.0	47.2
BE-2	200.0	0.0	200.0	0.0	200.0	0.0	379.4	0.0	0.0	379.4	0.0	0.0	86.6
TOTAL	2617.5	0.0	2528.0	2528.0	2528.0	0.0	2336.0	0.0	0.0	2336.0	0.0	0.0	42.2
BBRB	300.0	0.0	300.0	0.0	300.0	0.0	364.0	0.0	0.0	364.0	0.0	0.0	55.4
FVIF	135.0	0.0	126.4	0.0	126.4	0.0	72.0	0.0	0.0	72.0	0.0	0.0	24.4
CEDE	22.5	0.0	22.5	0.0	22.5	0.0	6.5	0.0	0.0	6.5	0.0	0.0	13.2
NISF	175.2	0.0	175.0	0.0	175.0	0.0	259.0	0.0	0.0	259.0	0.0	0.0	67.5
CAJI	50.0	0.0	49.1	0.0	49.1	0.0	33.3	0.0	0.0	33.3	0.0	0.0	30.4
CENT	100.0	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	149.0	0.0	0.0	149.0	0.0	0.0	68.0
CACH	156.0	0.0	146.0	0.0	146.0	0.0	149.0	0.0	0.0	149.0	0.0	0.0	43.6
AREN	150.0	0.0	142.0	0.0	142.0	0.0	89.0	0.0	0.0	89.0	0.0	0.0	27.1
RAYA	75.0	0.0	75.0	0.0	75.0	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	3.0
ABAY	255.0	0.0	251.0	0.0	251.0	0.0	180.0	0.0	0.0	180.0	0.0	0.0	32.2
FORT	58.4	0.0	59.0	0.0	59.0	0.0	20.0	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	15.6
CAJZ	58.4	0.0	50.0	0.0	50.0	0.0	32.0	0.0	0.0	32.0	0.0	0.0	33.8
CAJ3	440.0	0.0	390.0	0.0	390.0	0.0	335.0	0.0	0.0	335.0	0.0	0.0	43.7
CAUL	350.0	0.0	350.0	0.0	350.0	0.0	328.2	0.0	0.0	328.2	0.0	0.0	51.3
XALA	292.0	0.0	292.0	0.0	292.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BE-2	292.0	0.0	292.0	0.0	292.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

1 11-133 1

B.- GENERACION TERMOELECTRICA

NOMBRE	# UNID	# UNID	BASE	CAPACIDAD (MW)	TOTAL	# BASE	ENERGIA (GWH)	TOTAL	% FACTOR DE PLANTA (%)
	70	375.9	1289.5	2044.9	0.0	862.9	2302.8	0.0	
GUIN	3	30.0	45.7	177.1	0.2	0.1	0.3	0.1	0.1
GUIN	4	5.0	32.2	86.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GUIN	3	20.0	27.0	54.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1
SAVA	2	15.5	39.6	59.2	44.5	58.7	123.2	95.0	95.0
SATR	3	3.3	14.4	43.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SATR	1	2.0	5.9	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SABE	3	29.4	30.4	91.2	183.5	6.2	189.7	95.0	95.0
HOTD	2	3.6	12.9	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOUR	8	6.0	14.3	114.4	97.8	135.2	333.0	93.0	93.0
NIVR	3	16.4	41.1	123.3	102.4	120.5	222.9	82.5	82.5
NIGE	3	25.9	31.3	93.9	167.9	27.5	195.4	95.0	95.0
COTD	4	4.5	18.0	72.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COBE	3	3.3	12.7	38.1	20.2	57.4	77.6	93.0	93.0
PAVB	4	30.0	49.1	196.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PAIB	2	3.0	26.0	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PADD	4	5.3	15.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
UOSO	1	8.0	47.0	47.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
NICA	1								
UIOO	2	15.0	94.0	188.0	62.4	328.7	391.1	95.0	95.0
ELSA	1						195.6		
PANA	1						195.6		
IGSO	5	16.0	41.0	205.0	0.1	0.3	0.4	0.1	0.1
ELSA	2						0.2		
NICA	3						0.2		
DE35	11	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0	95.0
GUAT	1						69.9		
ELSA	5						349.5		
NICA	3						209.7		
CUST	2						139.8		

GENERACION TOTAL (GWH) = 6462.7
 DEMANDA (GWH) = 6463.0
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = 0.3

C.- BALANCE POR PAISES

DEMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1400.	1079.	358.	876.	1073.	1485.
DEFICIT (GWH)	1239.	1074.	661.	961.	1193.	1334.
	161.	-4.	-102.	-85.	-120.	151.

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	COND. HYDR.	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	CUST-PANA
1989	3		-4.	-157.	0.	-54.	31.	151.

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, BALANES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989.
CONDICION HIDROLOGICA 2 (NOVIEMBRE-ENERO)

RESULTADOS DE OPERACION

A.- GENERACION HIDROELECTRICA

	#	CAPACIDAD (MW)		#	ENERGIA (GWH)	#FACTOR DE				
		INSTALADA	BASE				PICO	TOTAL	REBASE	PLANTA (%)
TOTAL	AAAA	1916.5	266.3	1500.5	1766.8	583.3	1801.8	2385.1	0.0	61.6
LESC		14.0	5.5	0.0	5.5	12.0	0.0	12.0	0.0	39.1
MLIN		96.0	27.9	0.0	27.9	61.1	0.0	61.1	0.0	31.0
SMAR		40.0	26.5	0.0	26.5	58.0	0.0	58.0	0.0	44.1
OMEN		31.0	15.1	0.0	15.1	33.0	0.0	33.0	0.0	21.8
JURU		58.0	0.0	58.0	58.0	0.0	31.7	31.7	0.0	25.0
MAJAJ		15.0	0.0	15.0	15.0	0.0	15.0	15.0	0.0	45.7
SNBV		81.0	0.0	81.0	81.0	0.0	111.0	111.0	0.0	62.6
SLOR		180.0	10.2	159.8	170.0	22.3	90.7	113.0	0.0	28.7
CANA		30.0	0.0	30.0	29.0	0.0	43.0	43.0	0.0	65.4
KLIN		80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	121.0	121.0	0.0	69.1
ESOM		50.0	0.0	49.6	49.6	0.0	45.4	45.4	0.0	41.5
ODRO		174.0	0.0	170.7	170.7	0.0	161.1	161.1	0.0	42.3
OMEN		38.0	34.2	0.0	34.2	75.0	0.0	75.0	0.0	90.1
GARI		30.0	24.1	5.9	30.0	52.8	9.2	62.0	0.0	94.4
KIDM		120.0	52.3	68.0	120.0	113.8	48.2	162.0	0.0	61.6
ESTK		38.0	28.5	0.0	28.5	62.4	0.0	62.4	0.0	75.0
VALL		42.0	34.7	0.0	34.7	75.9	0.0	75.9	0.0	82.5
PHEN		11.0	7.8	0.0	7.8	17.0	0.0	17.0	0.0	70.6
GATU		22.5	0.0	22.5	22.5	0.0	30.0	30.0	0.0	60.9
MADD		24.0	0.0	24.0	24.0	0.0	35.0	35.0	0.0	66.6
VENT		80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	139.0	139.0	0.0	79.3
ASNO		124.0	0.0	124.0	124.0	0.0	5.0	5.0	0.0	1.8
BRIT		188.0	0.0	187.0	187.0	0.0	278.0	278.0	0.0	67.5
ANGO		146.0	0.0	146.0	146.0	0.0	224.0	224.0	0.0	70.1
B2-2		200.0	0.0	200.0	200.0	0.0	414.5	414.5	0.0	94.6
TOTAL	NBBB	2617.5	0.7	2563.2	2563.9	1.6	3340.6	3342.2	0.0	59.5
PVIF		300.0	0.0	300.0	300.0	0.0	399.8	399.8	0.0	50.9
CGDE		135.0	0.0	135.4	128.4	0.0	119.0	119.0	0.0	40.3
NISP		22.5	0.7	21.8	22.5	1.6	14.1	15.7	0.0	31.9
CAJ1		175.2	0.0	175.0	175.0	0.0	310.0	310.0	0.0	80.8
GENT		59.0	0.0	49.2	49.2	0.0	59.5	59.5	0.0	54.3
GACH		100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	184.0	184.0	0.0	84.0
AKEN		156.0	0.0	151.0	151.0	0.0	149.0	149.0	0.0	43.6
RAYA		150.0	0.0	150.0	150.0	0.0	186.0	186.0	0.0	56.6
ARAY		75.0	0.0	75.0	75.0	0.0	5.0	5.0	0.0	3.0
FORT		255.0	0.0	254.0	254.0	0.0	455.0	455.0	0.0	81.3
CAJ2		58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6
CAJ3		58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6
CHUL		400.0	0.0	400.0	400.0	0.0	409.0	409.0	0.0	42.4
XALA		350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	479.0	479.0	0.0	62.5
B2-2		292.0	0.0	292.0	292.0	0.0	531.2	531.2	0.0	83.1

B.- GENERACION TERMOELECTRICA

NOMBRE	# UNID	# UNID	BASE	CAPACIDAD (MW)	TOTAL	#	BASE	ENERGIA (GWH)	TOTAL	#	FACTOR DE
				PLTA				PLTA			PLANTA (%)
TOTAL	70	275.9	1249.8	2068.9	92.8	735.0	0.0	0.0			0.0
BURB	3	20.0	45.2	147.1	0.0	0.1	0.0	0.0			0.0
BUTU	4	5.0	22.2	80.8	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
GUCC	2	20.0	27.0	54.0	0.0	0.1	0.0	0.0			0.0
SAVR	2	15.5	22.6	59.2	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
SATD	3	3.3	14.4	43.2	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
SATB	1	2.0	3.9	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
SAGE	3	29.4	30.4	91.2	0.4	0.4	0.0	0.4			0.2
HOTB	2	3.6	12.0	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
HOTR	8	2.0	14.3	114.4	0.1	0.1	0.0	0.1			0.0
NIUR	3	16.4	41.1	123.3	0.1	0.2	0.0	0.3			0.1
NIGE	3	26.9	21.3	93.9	0.4	0.4	0.0	0.4			0.2
COFD	4	4.5	18.0	22.0	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
COFB	3	3.2	12.7	38.1	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
PAVR	4	30.0	49.1	192.4	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
PAVB	2	3.0	26.0	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
PABU	4	5.3	13.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
VO50	1	8.0	47.0	47.0	0.0	0.1	0.0	0.1			0.1
NICA	1										
VI00	2	15.0	94.0	188.0	0.0	0.0	0.0	0.0			0.0
ELSA	1										
PANA	1										
TO50	5	16.0	41.0	205.0	0.2	0.3	0.0	0.5			0.1
ELSA	2										
NICA	3										
GE35	11	28.0	33.6	369.6	640.8	92.2	733.0	90.6			
GUAT	1										
ELSA	1										
ELSA	5										
GUAT	1										
ELSA	5										
NICA	3										
COST	2										

GENERACION TOTAL (GWH) = 6462.6
 DEMANDA (GWH) = 6463.0
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = 0.4

C.- BALANCE POR PAISES

DEMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1400.	1070.	558.	874.	1073.	1495.
DEFICIT (GWH)	1542.	713.	530.	594.	1272.	1812.
	-142.	357.	28.	282.	-199.	-327.

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	GUAT.	ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1989	3	2	142.	0.	-215.	-243.	-525.	-327.

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

Cuadro 9

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, BALANZOS NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1939.
CONDICION HIDROLOGICA 3 (NOVIEMBRE-ENERO)

RESULTADOS DE OPERACION

A.- GENERACION HIDROELECTRICA

	* *INSTALADA	CAPACIDAD (MW)		* TOTAL*		ENERGIA (GWH)		REBASE	*FACTOR DE *PLANTA (%)	
		BASE	PICO	BASE	PICO	BASE	TOTAL			
TOTAL	AAAA	1916.5	258.0	1521.5	1779.7	555.5	1890.8	2456.3	370.5	63.0
	LESC	14.0	0.0	0.0	0.0	13.7	0.0	13.7	4.9	44.6
	MLIN	90.0	35.7	0.0	35.7	57.4	0.0	57.4	20.7	29.1
	SMAR	60.0	24.5	0.0	24.5	42.6	0.0	42.6	15.4	32.4
	EMEN	21.0	15.1	0.0	15.1	24.2	0.0	24.2	8.8	52.7
	JURU	58.0	0.0	58.0	58.0	0.0	29.6	29.6	4.3	23.3
	GUAJ	15.0	0.0	15.0	15.0	0.0	26.0	26.0	0.0	79.1
	SNOV	81.0	0.0	81.0	81.0	0.0	164.0	164.0	0.0	92.5
	SLOR	180.0	11.1	158.9	170.0	24.3	92.7	117.0	0.0	29.7
	CANA	30.0	0.0	30.0	30.0	0.0	42.8	42.8	6.2	65.1
	KLIN	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	123.1	123.1	17.9	70.3
	GUOH	50.0	0.0	49.6	49.6	0.0	63.7	63.7	0.0	58.2
	CORD	174.0	0.0	170.7	170.7	0.0	142.3	142.3	20.7	37.4
	EMEN	38.0	34.2	0.0	34.2	55.1	0.0	55.1	19.9	66.2
	GARI	30.0	29.9	1.1	30.0	46.5	1.5	48.0	17.0	73.1
	RTOM	120.0	115.5	4.5	120.0	105.9	4.1	192.0	68.0	73.1
	ESTR	38.0	33.0	0.0	33.0	53.1	0.0	53.1	19.2	63.8
	VALL	42.0	31.2	0.0	31.2	50.2	0.0	50.2	18.1	54.6
	PMEN	11.0	7.8	0.0	7.8	12.5	0.0	12.5	4.5	51.9
	GATU	22.5	0.0	22.5	22.5	0.0	34.9	34.9	5.1	70.9
	MADD	24.0	0.0	24.0	24.0	0.0	34.9	34.9	5.1	66.5
	VENT	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	138.8	138.8	20.2	79.2
	ASND	124.0	0.0	124.0	124.0	0.0	60.0	60.0	0.0	22.1
	BRIT	188.0	0.0	187.0	187.0	0.0	278.0	278.0	0.0	67.5
	ANGG	146.0	0.0	144.0	144.0	0.0	275.9	275.9	40.1	86.3
	B2-2	200.0	0.0	200.0	200.0	0.0	376.3	376.3	54.7	85.9
TOTAL	KBBB	2617.5	1.7	2556.3	2558.0	3.8	4000.0	4003.8	0.0	71.5
	PVIE	300.0	0.0	300.0	300.0	0.0	507.5	507.5	0.0	77.2
	CGBE	135.0	0.0	128.4	128.4	0.0	144.0	144.0	0.0	48.7
	NISP	22.5	1.7	20.8	22.5	3.8	16.2	20.0	0.0	40.6
	CAJ1	175.2	0.0	175.0	175.0	0.0	378.0	378.0	0.0	98.5
	CENT	50.0	0.0	49.3	49.3	0.0	94.2	94.2	0.0	76.9
	CACH	100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	212.0	212.0	0.0	96.8
	AREN	156.0	0.0	144.0	144.0	0.0	151.0	151.0	0.0	44.2
	PAYA	150.0	0.0	150.0	150.0	0.0	255.0	255.0	0.0	77.6
	ABAY	75.0	0.0	75.0	75.0	0.0	10.0	10.0	0.0	6.1
	FORT	235.0	0.0	235.0	235.0	0.0	529.0	529.0	0.0	94.7
	CAJ2	58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	126.0	126.0	0.0	98.5
	CAJ3	58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	39.0	39.0	0.0	20.5
	CHUL	440.0	0.0	400.0	400.0	0.0	478.0	478.0	0.0	49.6
	XALA	350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	596.0	596.0	0.0	77.8
	K2-2	292.0	0.0	292.0	292.0	0.0	474.1	474.1	0.0	74.1

B.- GENERACION TERMOELECTRICA

NOMBRE	* NO # * UNID#	BASE	CAPACIDAD (MW) FYLD	TOTAL	* BASE	ENERGIA (GWH) PYLD	TOTAL	* FACTOR DE * PLANTA (%)
TOTAL	70	375.9	1269.5	2064.9	0.0	0.8	2.1	0.0
GUIN	3	20.0	45.7	137.1	0.0	0.0	0.0	0.0
GUIN	4	5.0	22.2	88.8	0.0	0.0	0.0	0.0
GUIN	2	20.0	27.0	54.0	0.1	0.0	0.1	0.1
SAVB	2	15.5	29.6	59.2	0.0	0.0	0.0	0.0
SATD	2	3.3	14.4	43.2	0.0	0.0	0.0	0.0
SATB	1	2.0	5.9	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0
SAGE	3	29.4	30.4	91.2	0.4	0.0	0.4	0.2
ROTD	2	3.6	12.9	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0
ROBB	8	6.0	14.3	114.4	0.1	0.0	0.1	0.0
NIUR	2	16.4	41.1	123.3	0.1	0.3	0.4	0.1
NIRF	3	26.9	31.3	93.9	0.4	0.0	0.4	0.2
COFD	4	4.5	18.0	72.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COBB	3	3.2	12.7	38.1	0.0	0.0	0.0	0.0
FAVR	4	30.0	49.1	196.4	0.0	0.0	0.0	0.0
PAUD	2	3.0	26.0	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PAOD	4	8.3	18.0	69.0	0.0	0.0	0.0	0.0
USOD	1	8.0	47.0	47.0	0.0	0.1	0.1	0.1
NICA	1	15.0	94.0	168.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ELSA	1	16.0	41.0	205.0	0.2	0.3	0.5	0.1
TO50	5	28.0	33.6	269.6	0.0	0.1	0.3	0.0
ELSA	2							
NICA	3							
GE35	11							
GUAT	1							
ELSA	5							
NICA	2							
COST	2							

GENERACION TOTAL (GWH) = 6462.6
 DEMANDA (GWH) = 6463.0
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = 0.4

C.- BALANCE POR Paises

DEMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1400.	1070.	558.	876.	1073.	1485.
DEFICIT (GWH)	1749.	512.	729.	427.	1715.	1630.
	-349.	559.	-171.	449.	-142.	-305.

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	CONR. HIDR.	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COBT-PANA
1989	3	3	349.	0.	-309.	-38.	-887.	-345.

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, BALANCES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989.
CONDICION HIDROLOGICA 1 (FEBRERO-ABRIL)

RESULTADOS DE OPERACION

A. GENERACION HIDROELECTRICA

	Z #INSTALADA	CAPACIDAD (MW) BASE	PICO	TOTAL*	BASE	ENERGIA (GWH) PICO	ENERGIA (GWH) TOTAL	REBASE	#FACTOR DE #PLANTA (%)
TOTAL	1916.5	122.7	1538.1	1880.8	248.6	1669.4	1938.0	0.0	52.6
LESC	14.0	2.2	0.0	2.2	4.9	0.0	4.9	0.0	16.0
MLIN	90.0	17.3	0.0	17.3	37.9	0.0	37.9	0.0	19.2
SMAR	60.0	13.7	0.0	13.7	30.0	0.0	30.0	0.0	22.8
GHER	21.0	12.1	0.0	15.1	33.0	0.0	33.0	0.0	71.8
JUKU	58.0	0.0	58.0	58.0	0.0	19.7	19.7	0.0	15.5
CUAJ	81.0	0.0	17.6	13.6	0.0	19.0	19.0	0.0	57.8
SNOW	81.0	0.0	89.0	80.0	0.0	119.0	119.0	0.0	67.1
SLOR	180.0	2.9	169.1	168.0	8.6	78.4	88.0	0.0	21.6
LANA	30.0	0.0	29.1	29.1	0.0	56.0	36.0	0.0	54.8
RLIN	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	98.0	98.0	0.0	53.9
ESDM	50.0	0.0	49.6	49.6	0.0	56.4	56.4	0.0	51.5
COBO	174.0	0.0	170.7	170.7	0.0	208.3	208.3	0.0	54.7
CMFN	28.0	23.7	0.0	23.7	52.0	0.0	52.0	0.0	62.5
BART	30.0	7.9	22.1	30.0	17.3	19.7	37.0	0.0	56.3
RICH	120.0	6.3	113.7	120.0	13.8	32.2	46.0	0.0	17.5
ESTR	38.0	9.6	0.0	9.6	21.0	0.0	21.0	0.0	25.2
VALL	42.0	15.2	0.0	15.2	33.2	0.0	33.2	0.0	56.1
PHEN	11.0	7.8	0.0	7.8	17.0	0.0	17.0	0.0	70.6
BATH	22.5	0.0	22.5	22.5	0.0	5.0	5.0	0.0	10.1
MADD	24.0	0.0	24.0	24.0	0.0	40.0	40.0	0.0	76.1
MENT	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	49.0	49.0	0.0	36.0
ASNO	124.0	0.0	124.1	124.1	0.0	5.0	5.0	0.0	1.8
BRIT	188.0	0.0	187.0	187.0	0.0	318.0	318.0	0.0	77.2
AROF	146.0	0.0	146.0	146.0	0.0	150.0	150.0	0.0	42.9
RE-2	200.0	9.0	193.6	193.6	0.0	417.6	417.6	0.0	95.3
TOTAL	2617.5	0.0	2615.7	2615.7	0.0	2826.7	2826.7	0.0	53.4
POTE	300.0	0.0	299.7	299.7	0.0	326.0	326.0	0.0	49.6
CGDF	135.0	0.0	110.4	110.4	0.0	96.0	96.0	0.0	32.5
NISP	22.5	0.0	22.5	22.5	0.0	2.7	2.7	0.0	5.5
CAJI	175.2	0.0	175.0	175.0	0.0	315.0	315.0	0.0	82.1
CENI	50.0	0.0	48.1	48.1	0.0	80.2	80.2	0.0	73.2
LACH	100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	99.0	99.0	0.0	45.2
AREN	156.0	0.0	148.0	148.0	0.0	199.0	199.0	0.0	58.2
RAYA	150.0	0.0	131.0	131.0	0.0	283.0	283.0	0.0	86.1
ABAY	75.0	0.0	67.0	67.0	0.0	5.0	5.0	0.0	3.0
FRET	255.0	0.0	248.0	248.0	0.0	470.0	470.0	0.0	84.2
CAJ2	58.4	0.0	47.0	47.0	0.0	20.0	20.0	0.0	17.6
CAJ3	58.4	0.0	40.0	40.0	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6
CHUL	440.0	0.0	340.0	340.0	0.0	500.0	500.0	0.0	51.9
XALA	350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	222.0	222.0	0.0	39.0
RE-2	292.0	0.0	292.0	292.0	0.0	188.8	188.8	0.0	29.5

B.- GENERACION TERMoeLECTRICA

NOMBRE	# NO # # UNID	BASE	CAPACIDAD (MW) PIED	TOTAL	# #	BASE	ENERGIA (GWH) PIED	TOTAL	# FACTOR DE # PLANTA (%)
TOTAL	70	275.9	1269.5	2044.9	5.2	713.3	1950.6	0.0	0.0
GWBR	3	20.0	45.2	137.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GUUD	4	5.0	22.2	80.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GUCC	2	20.0	27.0	54.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAUR	2	15.5	29.6	59.2	64.5	58.7	123.2	95.0	95.0
SATD	3	3.3	74.4	43.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SATB	1	2.0	5.9	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SASE	3	29.4	30.4	91.2	183.5	6.2	189.7	95.0	95.0
HOTD	2	3.6	12.9	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HODR	6	6.0	14.3	114.4	97.0	135.2	233.0	93.0	93.0
NIUH	3	16.4	41.1	123.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NIGE	3	26.9	31.3	93.9	167.9	27.5	195.4	95.0	95.0
COTD	4	4.5	18.0	72.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COBR	3	3.3	12.7	38.1	20.2	57.4	77.6	93.0	93.0
PAUR	4	30.0	49.1	194.4	0.2	0.2	0.4	0.1	0.1
PAYD	2	3.0	26.0	52.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
PADD	4	5.7	15.0	60.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
VUSE	1	8.0	47.0	47.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	1	15.0	94.0	188.0	62.4	299.7	362.1	87.9	87.9
V100	2						193.6		
ELSA	1						166.5		
PANA	1	16.0	41.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TE50	5								
ELSA	2								
NICA	3								
RE35	11	28.0	32.6	359.6	640.8	128.2	769.0	95.0	95.0
GUAT	1						29.9		
ELSA	5						349.5		
NICA	3						209.7		
COST	2						139.8		

GENERACION TOTAL (GWH) = 6715.4
 DEMANDA (GWH) = 6714.4
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = -1.0

C.- BALANCE POR PAISES

DEMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1433.	1096.	588.	1019.	1115.	1463.
DEFICIT (GWH)	1243.	1182.	725.	860.	1058.	1648.
	189.	-86.	-127.	159.	59.	-185.

ANO	PERIODO	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-ELSA	NICA-COST	COST-PANA
1989	4	-86.	-104.	0.	33.	-127.	-185.

D.- TRANSFERENCIAS

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

INTEGRADO A. GENERADOR POR CENTRALES, BALANZES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989.
CONDICION HIDROLOGICA 2. (FEBRERO-ABRIL)

RESULTADOS DE OPERACION

CENTRAL	* INSTALACION		CAPACIDAD (MW)		* PICO	TOTAL %	* PASE	ENERGIA (GWH)		REBASE	* FACTOR DE PLANTA (%)
	1924.5	171.1	BASE	1525.0				PICO	TOTAL		
TOTAL	1924.5	171.1	1525.0	1716.1	374.8	1957.5	2232.3	0.0	59.4		
AAAP	14.0	2.9	0.0	2.9	6.4	0.0	6.4	0.0	20.9		
LESC	40.0	20.4	0.0	20.4	44.7	0.0	44.7	0.0	22.7		
MLIN	40.0	24.5	0.0	24.5	58.0	0.0	58.0	0.0	41.1		
SHAR	21.0	15.1	0.0	15.1	32.0	0.0	32.0	0.0	71.8		
GMEN	58.0	0.0	58.0	58.0	0.0	23.2	23.2	0.0	18.3		
JURB	15.0	0.0	15.0	15.0	0.0	25.0	25.0	0.0	76.1		
GUAJ	61.0	0.0	61.0	61.0	0.0	137.0	137.0	0.0	77.2		
SNOW	180.0	6.3	163.7	169.0	13.8	82.2	86.0	0.0	24.4		
SLJR	30.0	0.0	29.1	29.1	0.0	45.0	45.0	0.0	68.5		
CANA	60.0	0.0	60.0	60.0	0.0	131.0	131.0	0.0	74.8		
KLIN	50.0	0.0	49.6	49.6	0.0	54.9	54.9	0.0	50.1		
USOM	174.0	0.0	170.7	170.7	0.0	209.7	209.7	0.0	53.0		
CORO	38.0	28.3	0.0	28.3	62.0	0.0	62.0	0.0	74.5		
CHEN	30.0	10.2	19.8	30.0	22.4	26.6	43.0	0.0	65.4		
GARI	120.0	19.7	100.3	120.0	43.2	39.8	83.0	0.0	31.6		
RIDM	38.0	14.7	0.0	14.7	32.1	0.0	32.1	0.0	45.9		
ESTR	42.0	19.3	0.0	19.3	42.2	0.0	42.2	0.0	70.6		
VALI	11.0	7.8	0.0	7.8	17.0	0.0	17.0	0.0	10.1		
PMEN	22.5	0.0	22.5	22.5	0.0	5.0	5.0	0.0	95.1		
GATU	24.0	0.0	24.0	24.0	0.0	50.0	50.0	0.0	42.8		
MADA	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	75.0	75.0	0.0	1.8		
VENT	124.0	0.0	124.1	124.1	0.0	318.0	318.0	0.0	65.1		
ASNO	168.0	0.0	167.0	167.0	0.0	208.0	208.0	0.0	97.7		
RRIT	146.0	0.0	146.0	146.0	0.0	428.1	428.1	0.0	54.6		
ARGO	200.0	0.0	197.7	197.7	0.0	2459.8	2459.8	0.0	52.0		
BE-2	2617.5	0.0	2459.3	2459.8	1.1	2937.5	2937.5	0.0	39.2		
TOTAL	300.0	0.0	300.0	300.0	0.0	341.6	341.6	0.0	30.0		
CVIE	135.0	0.0	110.4	110.4	0.0	14.8	14.8	0.0	83.4		
CGFE	23.5	0.5	22.0	22.5	1.1	350.0	350.0	0.0	64.8		
NISP	178.2	0.0	178.0	178.0	0.0	147.0	142.0	0.0	58.5		
CAJI	50.0	0.0	48.1	48.1	0.0	200.0	200.0	0.0	2.0		
CENT	100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	5.0	5.0	0.0	80.2		
CACH	156.0	0.0	149.0	149.0	0.0	48.0	48.0	0.0	15.6		
AREN	150.0	0.0	136.0	136.0	0.0	20.0	20.0	0.0	54.0		
HAYA	75.0	0.0	67.0	67.0	0.0	218.0	218.0	0.0	28.4		
ABAY	255.0	0.0	251.0	251.0	0.0	211.8	211.8	0.0	33.1		
FORT	58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6		
CAJ2	50.4	0.0	50.4	50.4	0.0	520.0	520.0	0.0	28.4		
CAJ1	440.0	0.0	340.0	340.0	0.0	318.0	318.0	0.0	33.1		
CHUL	350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	211.8	211.8	0.0	33.1		
XALA	292.0	0.0	292.0	292.0	0.0	211.8	211.8	0.0	33.1		
BE-2											

8.- GENERACION TERMoeLECTRICA

NOMBRE	# UNID*	HASE	CAPACIDAD (MW) PICO	TOTAL #	HASE	ENERGIA (GWH) PICO	TOTAL #	* FACTOR DE PLANTA (%)
TOTAL	70	375.9	1769.5	2064.9	7.8	367.0	1542.1	0.0
CHUR	2	20.0	45.7	137.1	0.0	0.1	0.1	0.0
CHYD	4	5.0	22.2	88.8	0.0	0.1	0.1	0.1
CHCC	2	20.0	27.0	54.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAVB	2	15.5	29.6	59.2	64.5	11.8	76.3	58.9
SATR	3	3.3	14.4	43.2	0.0	0.1	0.1	0.1
SATR	1	2.0	5.9	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0
SAGE	3	39.4	20.4	91.2	183.5	6.2	189.7	95.0
HOTB	2	3.6	12.9	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0
ADDE	2	6.0	14.3	14.4	97.8	135.2	323.0	93.0
NIVR	3	16.4	41.1	123.3	0.0	0.0	0.0	0.0
NIGE	3	26.9	31.3	93.9	167.9	27.5	195.4	95.0
COFD	4	4.5	18.0	72.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CORB	3	3.3	12.7	38.1	20.2	57.4	77.6	93.0
PAVB	4	30.0	49.1	156.4	0.3	0.1	0.4	0.1
PATD	2	3.0	26.0	52.0	0.0	0.1	0.1	0.1
PABD	4	5.3	15.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VF50	1	8.0	47.0	47.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	1	15.0	94.0	188.0	0.1	0.2	0.3	0.1
V100	2	16.0	41.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ELSA	1	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0
PANA	1	16.0	41.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TU50	2	16.0	41.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ELSA	2	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0
NICA	3	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0
GE35	11	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0
GUAT	1	118.	118.	118.	0.	0.	0.	0.
ELSA	5	118.	118.	118.	0.	0.	0.	0.
NICA	3	118.	118.	118.	0.	0.	0.	0.
COST	2	118.	118.	118.	0.	0.	0.	0.

GENERACION TOTAL (GWH) = 6715.1
 DEMANDA (GWH) = 6714.4
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = -0.7

C.- BALANCE POR PAISES

REMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1433.	1096.	588.	1019.	1116.	1463.
DEFICIT (GWH)	118.	995.	784.	858.	1240.	1323.
	118.	101.	-196.	160.	-124.	-60.

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	COND. HIDR.	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1989	4	2.	0.	-118.	-101.	-24.	-184.	-60.

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

INTEGRADO A. GENERACION POR CENTRALES, BALANCES NACIONALES DE ENERGIA Y TRANSFERENCIAS ENTRE PAISES, 1989.
CONDICION HIDROLOGICA 3. (FEBRERO-ABRIL)

RESULTADOS DE OPERACION

A. GENERACION HIDROELECTRICA

PAIS	# INSTALADA	CAPACIDAD (MW)	BASE	PICO	TOTAL	#	BASE	ENERGIA (GWH)		REBASE	#FACTOR DE EFICIENCIA (%)
								PICO	TOTAL		
TOTAL	1913.5	2071.4	1533.9	1741.3	454.3	1840.6	2294.9	0.0	60.2		
LESC	14.0	5.1	0.0	5.1	14.1	0.0	11.1	0.0	36.2		
MLIN	90.0	26.6	0.0	26.6	58.3	0.0	58.3	0.0	29.6		
SPAR	60.0	26.5	0.0	26.5	58.0	0.0	58.0	0.0	44.1		
GRIN	21.0	15.1	0.0	15.1	33.0	0.0	33.0	0.0	71.8		
JURU	52.0	0.0	58.0	58.0	0.0	27.1	27.1	0.0	21.3		
GUAJ	15.0	0.0	13.4	13.4	0.0	26.0	26.0	0.0	79.1		
SRDV	81.0	0.0	80.0	80.0	0.0	127.0	127.0	0.0	77.2		
BLOK	180.0	4.4	165.6	170.0	9.3	77.5	77.5	0.0	32.1		
CANA	30.0	0.0	30.0	30.0	0.0	58.0	58.0	0.0	58.3		
BLIN	30.0	0.0	80.0	80.0	0.0	134.0	134.0	0.0	77.6		
CSOM	50.0	0.0	49.4	49.4	0.0	61.7	61.7	0.0	56.3		
LORD	173.0	0.0	170.7	170.7	0.0	213.4	213.4	0.0	56.0		
CMEN	28.0	28.3	0.0	28.3	62.0	0.0	62.0	0.0	74.5		
DRYI	30.0	18.7	11.3	30.0	41.0	16.0	57.0	0.0	86.8		
RYUM	120.0	28.3	91.7	120.0	62.1	40.9	103.0	0.0	39.2		
SEIR	38.0	20.2	0.0	20.2	44.3	0.0	44.3	0.0	53.2		
VALL	42.0	26.5	0.0	26.5	58.0	0.0	58.0	0.0	63.1		
PHEN	11.0	7.8	0.0	7.8	17.0	0.0	17.0	0.0	70.6		
GATU	22.5	0.0	22.5	22.5	0.0	10.0	10.0	0.0	30.3		
NAOD	24.0	0.0	24.0	24.0	0.0	50.0	50.0	0.0	95.1		
VENT	80.0	0.0	80.0	80.0	0.0	75.0	75.0	0.0	42.8		
ASRD	124.0	0.0	124.1	124.1	0.0	20.0	20.0	0.0	7.4		
BRIT	188.0	0.0	187.0	187.0	0.0	218.0	218.0	0.0	77.2		
ANBO	146.0	0.0	146.0	146.0	0.0	143.0	143.0	0.0	44.7		
DE-2	200.0	0.0	200.0	200.0	0.0	431.0	431.0	0.0	98.4		
TOTAL	2617.5	4.0	3515.8	2519.8	8.8	3142.2	3151.0	0.0	57.1		
POJE	300.0	0.0	300.0	300.0	0.0	371.7	371.7	0.0	56.6		
CEBE	135.0	0.0	110.4	110.4	0.0	135.0	135.0	0.0	45.7		
NISP	22.5	4.0	18.5	22.5	8.8	19.2	28.0	0.0	56.8		
CAJI	175.2	0.0	175.0	175.0	0.0	318.0	318.0	0.0	82.9		
CENT	50.0	0.0	49.1	49.1	0.0	78.4	78.4	0.0	71.6		
CACH	100.0	0.0	100.0	100.0	0.0	202.0	202.0	0.0	73.2		
AREN	156.0	0.0	144.0	144.0	0.0	201.0	201.0	0.0	58.8		
BAVA	150.0	0.0	136.0	136.0	0.0	216.0	216.0	0.0	65.8		
ABAY	75.0	0.0	75.0	75.0	0.0	10.0	10.0	0.0	6.1		
FORT	255.0	0.0	250.0	250.0	0.0	436.0	436.0	0.0	78.1		
LAJE	58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6		
CAJZ	58.4	0.0	58.4	58.4	0.0	20.0	20.0	0.0	15.6		
CHHL	440.0	0.0	400.0	400.0	0.0	350.0	350.0	0.0	57.1		
XALA	350.0	0.0	350.0	350.0	0.0	212.0	212.0	0.0	27.7		
DE-2	292.0	0.0	292.0	292.0	0.0	353.0	353.0	0.0	55.2		

B.- GENERACION TERMOELECTRICA

MORRE	# NO # # UNIT#	BASE	CAPACIDAD (MW)		# TOTAL #	BASE	ENERGIA (GWH)		TOTAL #	# FACTOR DE PLANTA (%)
			PICO	PICO			PICO	PICO		
TOTAL	70	375.9	1269.5	3064.9	5.2	178.4	1288.9	0.0	0.1	0.1
GUVR	3	20.0	45.7	137.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
GUID	4	5.0	22.2	88.8	0.0	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
RUCG	2	20.0	27.0	54.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAVR	2	15.5	29.6	59.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2
SATD	3	3.3	14.4	43.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SATB	1	2.0	5.9	17.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAGE	3	29.4	30.4	91.2	183.5	4.2	189.7	95.0	0.0	0.0
HOTD	2	3.6	12.9	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HODR	6	6.0	14.3	42.9	97.8	15.8	113.6	45.3	0.0	0.0
NIVB	3	16.4	41.1	123.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NIBB	3	26.9	31.3	93.9	167.9	27.5	195.4	95.0	0.1	0.1
COVB	4	4.5	18.0	72.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
COVB	3	3.3	12.7	38.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
PAVB	4	20.0	49.1	196.4	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PATD	2	3.0	26.0	52.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PABD	4	8.3	15.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V050	1	8.0	47.0	47.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NICA	1	15.0	94.0	188.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0
V100	2	15.0	94.0	188.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0
ELSA	1	16.0	41.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PANA	1	16.0	41.0	205.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1050	5	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0	0.0	0.0
ELSA	2	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0	0.0	0.0
NICA	3	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0	0.0	0.0
GEFS	11	28.0	33.6	369.6	640.8	128.2	769.0	95.0	0.0	0.0
GUAT	1	1433	1996	588	588	1019	1116	1463	1463	1463
ELSA	5	1392	945	674	674	863	1196	1626	1626	1626
NICA	3	41	152	-106	0	156	-80	-153	-153	-153
COST	2	41	152	-106	0	156	-80	-153	-153	-153

GENERACION TOTAL (GWH) = 6715.0
 DEMANDA (GWH) = 6714.4
 ENERGIA NO SERVIDA (GWH) = -0.6

C.- BALANCE POR PAISES

DEMANDA (GWH)	GUAT	ELSA	HOND	NICA	COST	PANA
GENERACION (GWH)	1433	1996	588	1019	1116	1463
DEFICIT (GWH)	1392	945	674	863	1196	1626
	41	152	-106	156	-80	-153

D.- TRANSFERENCIAS

ANO	PERIODO	COMB. INTD.	GUAT-ELSA	GUAT-HOND	ELSA-HOND	HOND-NICA	NICA-COST	COST-PANA
1989	4	3	0	-41	-152	-87	-243	-163

RESULTADOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN GWH

Anexo V

ESTUDIOS DE TRANSMISION

1. Programas de computación

Se presenta a continuación un breve resumen de las características y condiciones de operación de los programas utilizados en los estudios de flujos de carga, análisis de estabilidad y de cortocircuito.

a) Programa para el análisis de flujos de carga.

i) Función: Este programa resuelve el problema clásico no lineal de flujos de carga, utilizando el método Newton-Raphson y da los voltajes, posiciones de derivadores, flujos de potencia real y reactiva, intercambios entre áreas y cualquier sobrecarga, para un sistema de transmisión con unas cargas específicas, producciones de generadores y restricciones dadas.

- ii) Capacidad:
- 500 barras, 200 barras con características especiales.
 - 1.500 ramas (líneas, transformadores, capacitores serie).
 - 50 cambiadores de derivación bajo carga.
 - 10 transformadores defasadores bajo carga.
 - 36 áreas de intercambio.

iii) Características:

- Las cargas se pueden representar con MVA constantes y/o impedancia característica constante.
- Las barras pueden tener las siguientes características:

Barras Normales	Tipo	Cantidades fijas	Cantidades variables
	1	P,Q	E
	2	P,E	Q
	3	E	E,Q

en que: P= Potencia real, Q= Potencia reactiva, E= Magnitud del voltaje

Barras Especiales	Tipo	Cantidades con límites mínimo/máximo	Cantidad variable dentro límites	Cantidad variable en el límite
	4	E	E	Q
	5	Q	Q	E
	6	Q	Q	E ^{1/}

- Las líneas se pueden representar como una serie de secciones.
- Los capacitores en serie se pueden modelar directamente.
- El control del cambiador de derivación bajo carga se puede aplicar para mantener uno de los voltajes de las barras del transformador o para mantener el voltaje en una barra remota.

- El control del cambiador de derivación bajo carga se puede utilizar para controlar el flujo de MVAR a través del transformador o el flujo de MW en el caso de un transformador defasador.

- Se pueden imprimir los resultados en forma de un diagrama de flujos de carga.

- Está disponible un análisis detallado de pérdidas por áreas y por nivel de voltaje.

- Se pueden especificar los intercambios de potencia entre áreas.

- Los datos de un caso se pueden almacenar y revisar.

- Se pueden procesar cualquier número de casos con cambios, ya sean permanentes o temporales.

- Las cargas en MW y MVAR se pueden proyectar por medio de porcentajes dados.

iv) Fuente: El programa fue escrito por la Boneville Power Administration y posteriormente desarrollado por Montreal Engineering Co. Ltd.

v) Computadora: CDC 7600.

b) Programa para análisis de estabilidad.

i) Funciones: Estudia la estabilidad transitoria de un sistema de potencia. También estudia la estabilidad dinámica de un sistema de potencia incorporando los efectos de la saturación de la máquina, el sistema de excitación, el sistema del gobernador de la turbina y la respuesta del motor de inducción.

1/ Para la barra tipo 6, se controla el voltaje E en una barra cercana.

/ii) Capacidad

- ii) Capacidad: 500 barras
100 generadores
100 motores
1 500 ramas
100 especificaciones de modificación al problema.

iii) Características:

- Compatible con el programa de flujos de carga.
- Los voltajes de barras se calculan en cada etapa del tiempo por solución directa.
- Las ecuaciones diferenciales se resuelven por el método de Runge-Kutta de cuarto orden.
- Representación flexible de cargas, potencia constante, corriente constante o impedancia constante en cualquier combinación.
- Representación flexible del generador. Polos salientes, saturación, subtransitorios y amortiguamiento.
- Se puede seleccionar entre:
 - Trece sistemas de excitación, cuatro sistemas de gobernador de turbina y dos especificaciones de velocidades para las cargas con motor de inducción.
 - Modificación flexible del sistema. Aplicación de fallas, desconexión de líneas, cambios de cargas y generación, etc.
 - Cortes de carga por baja frecuencia y bajo voltaje.

iv) Salida:

- Disponible como listado tabular y gráfico impreso.
- Valores en las líneas - MW, MVAR, impedancia.
- Valores en barras, voltaje y ángulo.
- Valores en el generador.- Angulo del rotor, de la frecuencia, corriente de campo, potencia mecánica, posición del gobernador y potencia eléctrica.
- Valores en el motor de inducción. Deslizamiento, corriente, voltaje detrás de la reactancia, potencia eléctrica de entrada, par mecánico y par de aceleración.

/- La mayor

- La mayor parte de las cantidades se pueden obtener como desviaciones del valor inicial en lugar del valor absoluto normal.

- Las escalas de graficación se pueden especificar o ser solucionadas por el programa.

- La salida puede limitarse a una serie de ventanas de tiempo especificado (hasta 5) con diferentes intervalos de tiempo en cada ventana.

v) Fuente: El programa fue desarrollado por la Boneville Power Administration y ha sido ampliado extensamente por Montreal Engineering Co, Ltd.

vi) Computadora: CDC 7600

c) Programa para análisis de cortocircuito

i) Función: Determinación, en una red de potencia, de los niveles de falla trifásica y monofásica a tierra en barras específicas, así como el cálculo de las contribuciones a la corriente de falla de las líneas asociadas.

ii) Capacidad: Red total
1 000 barras
2 000 líneas
1 000 impedancias mutuas

iii) Características:

- El algoritmo de construcción de la matriz de impedancia empleado en la solución, completa el sistema en grupos "áreas retenidas" de 85 barras.

- Acepta valores para las impedancias de secuencia positiva y cero, las impedancias de secuencia negativa se consideran iguales a las correspondientes de secuencia positiva.

- Representación de impedancias mutuas de secuencia cero.

- Representación compleja de impedancias (acepta valores de impedancias en sus componentes de resistencia y reactancia).

/iv) Salida

iv) Salida:

La salida normal entrega:

- Valores en las barras para fallas trifásicas y de fase a tierra.
- Contribuciones de las líneas a la barra fallada para cada una de las líneas que convergen al punto de falla, en ambos extremos de la línea.

La salida opcional incluye:

- Segundo anillo de líneas que contribuyen a la falla para las barras especificadas con falla.
- Contribuciones de líneas especificadas en cualquier parte en el área retenida para otro conjunto de barras específicas.

v) Fuente: Escrito por Montreal Engineering Co. Ltd.

vi) Computadora: CDC-7600, DEL 20

2. Criterios de planificación de la transmisión

Para el estudio de los sistemas de transmisión se utilizaron los siguientes criterios de planificación.

a) Niveles de voltaje

- i) Voltaje máximo de operación: voltaje nominal más 5%.
- ii) Voltaje mínimo de operación: voltaje nominal menos 5%.
- iii) Voltaje bajo carga máxima en todas las líneas de servicio: el voltaje se mantuvo entre el máximo y el mínimo especificado más arriba.
- iv) Voltaje en condiciones de emergencia: bajo condiciones de una emergencia el voltaje no bajó del 95% del voltaje nominal.

b) Sobrecargas

i) Transformadores

1. Bajo condiciones normales las cargas de los transformadores se mantuvieron dentro de su capacidad nominal.

/2. Durante

2. Durante emergencias se admitió sobrecargas del 20%.

ii) Líneas de transmisión. Se cuidó que las cargas de las líneas de transmisión no deben exceder a los límites siguientes:

1. Límite técnico de los conductores.
2. Límites de estabilidad.

c) Emergencia

Se tomaron las provisiones necesarias para que, bajo cualquier condición de carga el sistema fuera capaz de mantener los niveles de voltaje y sobrecarga dentro de los límites especificados frente a las siguientes emergencias:

- i) Falla del generador más grande o de un grupo de generadores (un transformador con dos generadores);
- ii) Falla simple de cualquier línea de transmisión;
- iii) Falla simple de cualquier transformador.

d) Estabilidad dinámica

Los estudios simularon las siguientes emergencias bajo cualquier condición de carga para determinar la estabilidad dinámica del sistema:

- i) Falla de cualquier equipo en una subestación
- ii) Desconexión de cualquier grupo generador.
- iii) Desconexión de cualquier línea.

Para los estudios de estabilidad dinámica la reconexión de una fase se supuso con los siguientes tiempos:

$T_1 = 6$ ciclos (tiempo para solucionar la falla)

$T_2 = T_1 + T$ (a ser determinado) (tiempo de reconexión)

$T_3 = T_2 + 6$ ciclos (tiempo requerido para solucionar completamente la falla).

Por cualquiera de las condiciones indicadas más arriba debe asegurarse la estabilidad dinámica del sistema. En caso de inestabilidad se aplicaron acciones correctivas investigadas al efecto y se recomendó una solución factible.

e) Factor de potencia

El factor de potencia en las barras de las subestaciones se mantuvo entre 0.95 y 1.00. Cuando fue necesario se indicaron y evaluaron acciones correctivas.

f) Estudios de corto circuito

Los niveles de corto circuito en las subestaciones se determinaron de manera de establecer las capacidades para los equipos de interrupción en las subestaciones y para indicar cuando es necesario introducir acciones correctivas.

3. Sistema de transmisión

a) Sistemas de transmisión existentes

Como primera etapa de los estudios de sistemas, la empresa Montreal Engineering Company (MONENCO) recopiló la información sobre las líneas de transmisión existentes, proyectadas hasta 1983, y las características de subestaciones y generadores. Con estos datos se elaboraron planos y diagramas unifilares para cada uno de los seis países de la región.

El sistema de transmisión habrá de comprender para 1982 líneas de 110, 132, 154 y 230 kV. Cabe señalar que las líneas de 69 kV se consideran en general como de subtransmisión o distribución.

b) Estudios de flujo para el año en que se inicie el estudio

Con los datos de los sistemas existentes a 1983 y con los correspondientes sobre capacidad instalada y demandas por nodo, la firma MONENCO realizó procesos de flujo de potencia destinados a comprobar las condiciones de operación para el año anterior al del inicio del estudio (1983). Por otro lado, la CEPAL adaptó un programa de flujos lineales (FLULIN)^{2/} en su minicomputadora, con el fin de definir en forma preliminar, para determinados casos, el costo de eventuales refuerzos en los sistemas derivados de la inclusión de proyectos hidroeléctricos de cierta envergadura. Con dicho programa se realizaron corridas paralelas a las efectuadas por la MONENCO a fin de comprobar la congruencia de los sistemas iniciales.

2/ Véase, Modelo de flujos lineales (FLULIN) para estudios de flujos de potencia (CCE/SC.5/GRIE/VI/DI.1).

c) Costos de líneas de transmisión

Luego de un estudio realizado por la MONENCO,^{3/} sobre las tensiones de transmisión para ser desarrolladas en el área, en el que se consideraron los sistemas existentes y las normas imperantes en los diferentes países, se recomendó utilizar 138, 230 y 345 kV. Se efectuaron estimaciones preliminares del costo de líneas de transmisión y subestaciones con el objeto de incluir en el modelo MGI los costos de transmisión tanto desde las plantas hacia los nodos principales, como los correspondientes a interconexiones internacionales. Posteriormente, en vista de la magnitud de los flujos se agregó 550 kV.

Los costos por kilómetro de línea para las tensiones señaladas anteriormente se indican en el cuadro 1. Se supuso dos clases de trazado de diferente dificultad. Los costos de transformadores de elevación figuran en el cuadro 2 y los de las subestaciones asociadas en el cuadro 3. En todos los costos se calcularon gastos de ingeniería (15%), administración (2%) e imprevistos, aproximadamente (25%).

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

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTOS TÍPICOS DE LINEAS DE TRANSMISION

Voltaje (KV)	Construcción	Tipo de terreno	Miles de pesos centroamericanos/km
138	Circuito sencillo	Regular	53
		Difícil	64
	Circuito doble	Regular	91
		Difícil	109
230	Circuito sencillo	Regular	83
		Difícil	99
	Circuito doble	Regular	142
		Difícil	168
345	Circuito sencillo	Regular	140
		Difícil	166
	Circuito doble	Regular	239
		Difícil	284

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

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTOS TÍPICOS DE TRANSFORMADORES

Relación de voltaje (kV)	Pesos C.A./kVa
13.8 - 138	3.3
13.8 - 230	5.3
13.8 - 345	6.8

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTOS TÍPICOS DE SUBESTACIONES

Miles de pesos C.A.

<u>Esquema de barra principal y auxiliar</u>	
138 kV terminación de línea	300
138 kV terminación de transformador	275
230 kV terminación de línea	450
230 kV terminación de transformador	400
345 kV terminación de línea	750
345 kV terminación de transformador	650
<u>Esquema disyuntor y medio</u>	
138 kV terminación de línea	400
138 kV terminación de transformador	400
230 kV terminación de línea	650
230 kV terminación de transformador	650
345 kV terminación de línea	1 100
345 kV terminación de transformador	1 100

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

Anexo VI

METODOLOGIA PARA LA DISTRIBUCION DE LOS BENEFICIOS DE
LA INTERCONEXION ELECTRICA EN LA ALTERNATIVA A



1. Consideraciones generales

La evaluación económica de los beneficios de una interconexión entre más de dos países es un problema complejo y los antecedentes sobre metodologías que podrían aplicarse son escasos a nivel mundial. En el caso en estudio se deseaba estimar, además de los beneficios globales, la forma en que éstos podrían distribuirse a los países participantes, lo que complicó aún más el problema. Pese a ello, se logró desarrollar una metodología que permitió definir en términos precisos, por una parte, los beneficios regionales de las tres alternativas de interconexión consideradas, y, por otra, la repartición de dichos beneficios entre los interesados en el caso de la alternativa A, la más viable en el corto y mediano plazo. En los casos de las alternativas B y C no fue posible definir una metodología precisa para ponderar adecuadamente los diversos factores involucrados. Sin embargo, se pudo establecer claramente que ello no restaba validez al hecho de que en estas últimas alternativas los beneficios para la región se incrementarían considerablemente.

El hecho de que los procesos de operación simulada de los sistemas interconectados se efectuaron sobre una base unimodal - módulo MERSIM del modelo WASP- implica al menos la existencia de un centro de despacho capaz de tomar decisiones para operar el sistema en todo momento exclusivamente sobre bases económicas.

En el estudio de las relaciones de intercambio para la operación integrada se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

i) El intercambio de energía entre países puede reemplazar la energía termoeléctrica por energía hidroeléctrica o geotérmica e incluso energía termoeléctrica generada por unidades más eficientes;

ii) La transferencia de energía entre países debe realizarse sobre bases económicas, o sea, debe abastecerse de la fuente de menor costo disponible en un período predeterminado; dichas transferencias pueden realizarse a través de terceros países;

iii) El costo marginal de la energía hidroeléctrica es prácticamente nulo. Sin embargo, su costo de oportunidad varía considerablemente de acuerdo con el costo de producción alternativo. Debido a ésto el valor de la energía hidroeléctrica debería evaluarse en rigor en períodos relativamente cortos de tiempo --días o semanas--, lo cual no se llevó a cabo ya que se encontraban fuera de los límites de este estudio.

2. Descripción de la metodología utilizada

En el caso del integrado A se consideró solamente la operación integrada de los sistemas nacionales a nivel regional, como se indicó anteriormente. La metodología aplicada supone la repartición de los beneficios brutos entre exportadores e importadores en proporción a la energía entregada y recibida y se explica como sigue:

i) Cada país generará la energía que le corresponde dentro de la operación conjunta óptima del sistema regional para abastecer la demanda global;

ii) El país que exporta energía tendrá mayores costos de producción --por incremento de generación-- estimados como la diferencia entre sus costos de generación cuando opera dentro del sistema y los correspondientes a su operación en forma aislada;

/iii) El país

iii) El país que importa energía tiene un costo alternativo que corresponde al que tendría por generar la energía recibida por sus propios medios. Al igual que en el caso anterior, se estimó el ahorro --por reducción de generación-- estableciendo la diferencia de costos entre la operación aislada e integrada.

iv) Los costos de transmisión están constituidos por las inversiones y los respectivos costos de operación. No se consideraron pérdidas de transmisión en las transferencias de energía por estimarse que su orden de magnitud no era significativo para los resultados generales del estudio;

v) Los beneficios brutos para cada una de las transferencias entre pares de países se estimaron como la diferencia entre los ahorros (costo-alternativo) por importar energía y los aumentos de costos de producción por exportar. Este beneficio se distribuye por partes iguales entre los países participantes y luego se acumula para obtener el beneficio bruto total por país.

vi) Los países exportadores reciben entonces la mitad del beneficio bruto anterior en adición a sus costos extra por aumento de generación;

vii) Los países importadores obtienen la otra mitad del beneficio bruto al reducirse sus ahorros por los pagos que tienen que hacer a los países que les enviaron energía;

/viii) Los

viii) Los beneficios netos se estimaron descontando a cada país los costos correspondientes a los sistemas de transmisión que se ubican en dicho país. Adicionalmente se hicieron ajustes por concepto de tránsito de energía por terceros países.

ix) Las compensaciones por tránsito de energía se estimaron con base en la capacidad nominal de transporte de energía de las líneas involucradas. Los cargos se repartieron por partes iguales entre exportadores e importadores.

La realización práctica del cálculo se organizó de acuerdo con los datos disponibles, para lo cual se comparó, sobre bases trimestrales, la generación de cada país operando aislada e integradamente.

En razón del nivel de detalle con que se efectuó la simulación de la operación, dentro de un trimestre, un país puede ser importador o exportador neto, pero no ambas cosas.

Si la generación total es mayor en la alternativa integrada que en la solución aislada, se supone que el aumento está destinado a la exportación y que el mayor costo de producción es igual al aumento de los costos de generación entre los dos casos. Si la generación total es menor en la alternativa integrada, su costo de producción resulta menor que en la solución aislada; la diferencia correspondiente constituye el ahorro por importar.

El cálculo sobre bases trimestrales para cada condición hidrológica se integra anualmente, y el beneficio total para cada país se estima como el valor presente de la serie de 17 años del estudio (1984-2000).

Las transferencias de energía y los costos de operación conjunta se calculan con el programa TRANSF, según se explicó en el anexo IV anterior. Cabe mencionar que, de acuerdo con los resultados de los estudios de transmisión --realizados por los consultores de la Montreal Engineering Company (MONENCO)-- no se considera transmisión directa entre Guatemala y Honduras en el integrado A, razón por la cual se modificaron los resultados del TRANSF sobre la base de una sola ruta Honduras-El Salvador-Guatemala. El resto de los procesos se realizan mediante el programa denominado EVCUA, que recibe la información relativa a transferencias y costos del programa TRANSF.

Anezo VII

DATOS DE DEMANDA PARA MODELOS DE PLANEACION



1. Proyecciones globales de potencia y energía

Con el objeto de obtener las proyecciones de demanda y energía para el período 1984-2000, se revisaron y ampliaron los estudios sobre demanda existentes utilizando parámetros de tipo nacional y regional, con el fin de obtener proyecciones de mercado compatibles entre los diversos países.

Al efecto, se realizaron cálculos basados en la evaluación de las tendencias de crecimiento de la población y del desarrollo urbano^{1/} y las perspectivas de crecimiento económico,^{2/} proyectándose la demanda eléctrica para los principales sectores de consumo (industrial, comercial, residencial y servicios públicos). Las tasas de crecimiento económico --se correlacionó el crecimiento de la demanda total con el producto interno bruto-- se utilizaron a fin de comprobar que el crecimiento del mercado eléctrico fuese compatible con el desarrollo proyectado de la economía nacional. Las cargas importantes aisladas, tales como consumos industriales y mineros, así como la del Area del Canal de Panamá, se trataron de manera especial, ya que su inclusión dentro del consumo nacional habría deformado las comparaciones entre países. En el cuadro 1 se presentan los resultados de la revisión de demanda. Cabe mencionar que los acontecimientos políticos ocurridos en Nicaragua a mediados de 1979 han producido cambios importantes en las actuales demandas eléctricas, cuya influencia en las proyecciones mencionadas resulta aún difícil de definir.

2. Distribución de las demandas por centros de carga

Para analizar la forma en que se distribuye la carga entre los diversos centros de consumo se identificaron los nodos existentes y futuros de cierta importancia y se distribuyeron las cartas para ciertos años típicos

1/ Efectuadas por el Centro Latinoamericano de Demografía.

2/ Con base en proyecciones realizadas por la CEPAL.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y DE ENERGIA ELECTRICA^{a/}

	Total		Guatemala ^{c/}		El Salvador ^{d/}		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá ^{e/ f/}	
	Energía (GWh)	Demanda no coincidente b/ (MW)	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
1979	9 665	1 789	1 730	328	1 589	313	818	149	1 261	225	1 947	376	2 326	398
1980	10 734	1 973	1 998	361	1 736	344	939	171	1 396	250	2 189	423	2 476	424
1981	11 717	2 150	2 194	398	1 899	376	1 053	192	1 543	275	2 383	460	2 644	449
1982	12 969	2 377	2 418	441	2 250	445	1 165	212	1 760	305	2 549	492	2 828	482
1983	14 045	2 581	2 675	490	2 247	484	1 289	234	1 877	335	2 728	527	3 030	511
1984	15 383	2 811	2 982	547	2 664	527	1 421	258	2 064	367	2 922	564	3 251	548
1985	16 699	3 076	3 331	615	2 904	575	1 568	285	2 272	405	3 133	605	3 493 ^e	591
1986	18 176	3 351	3 659	677	3 163	626	1 716	312	2 502	446	3 394	656	3 742	634
1987	20 114	3 694	4 025	747	3 448	682	1 881	342	2 758	492	3 643	704	4 361	727
1988	23 432	4 228	4 842	882	3 761	744	2 062	375	3 041	541	3 911	756	5 560	895
1989	25 368	4 595	5 294	970	4 105	812	2 265	412	3 356	600	4 208	813	5 884	953
1990	27 497	4 890	5 798	1 066	4 484	887	2 488	452	3 706	661	4 528	875	6 238	1 014
1991	29 668	5 395	6 310	1 163	4 894	968	2 709	493	4 055	723	4 854	938	6 591	1 075
1992	32 042	5 831	6 875	1 268	5 344	1 057	2 950	536	4 437	790	5 209	1 006	6 973	1 139
1993	35 056	6 383	7 910	1 449	5 898	1 155	3 216	585	4 857	866	5 593	1 080	7 387	1 213
1994	37 905	6 915	8 598	1 580	6 381	1 262	3 507	638	5 317	948	6 011	1 161	7 837	1 291
1995	41 031	7 493	9 359	1 724	6 977	1 380	3 829	696	5 823	1 039	6 464	1 249	8 324	1 375
1996	44 299	8 098	10 138	1 868	7 606	1 505	4 142	753	6 379	1 135	6 972	1 347	8 806	1 455
1997	47 867	8 725	10 992	2 035	8 295	1 641	4 484	815	6 990	1 247	7 526	1 454	9 325	1 548
1998	51 764	9 504	11 929	2 213	9 050	1 791	4 856	883	7 662	1 367	8 128	1 570	9 885	1 645
1999	56 019	10 298	12 956	2 409	9 876	1 954	5 259	956	8 340	1 498	8 784	1 697	10 489	1 749
2000	60 667	11 156	14 082	2 616	10 780	2 133	5 700	1 036	9 211	1 643	9 499	1 835	11 140	1 858

- II-174 -

Fuente: Montreal Engineering Co., Ltd., Actualización de los estudios de mercado, Informe final (CEC/SC.5/GRIE/V1/D1.2), diciembre de 1978.

a/ Incluye pérdidas de transmisión y distribución.

b/ Suma aritmética.

c/ Incluye Exmbal.

d/ Incluye proyectos especiales de Aceros, S.A. SIGAPASA y ANDA.

e/ Incluye Cerro Colorado y requerimientos totales de generación de la Zona del Canal.

f/ A partir de 1988 no coincide con el informe de HONENCO debido a correcciones posteriores en la demanda de Cerro Colorado.

(1983, 1986, 1989 y 1994), seleccionados previamente para efectuar los estudios del sistema de transmisión. Se obtuvieron así 66 nodos distribuidos de la siguiente manera:

<u>Total</u>	<u>66</u>
Guatemala	6
El Salvador	16
Honduras	16
Nicaragua	7
Costa Rica	12
Panamá	9

Se repartieron las cargas entre los nodos citados obteniéndose las demandas que figuran en los cuadros 2 al 7.

3. Variación mensual de la demanda

Con base en las informaciones históricas disponibles, se estimó la distribución mensual de la demanda a lo largo del año, información indispensable para los modelos utilizados en los estudios a largo plazo y en la simulación de la operación de los sistemas. (Véase el cuadro 8.)

4. Características de las curvas de duración

Para operar el modelo WASP es necesario contar con las curvas de duración de la demanda (curvas monótonas) para los períodos trimestrales seleccionados.

El cálculo de las demandas globales para el año hidrológico se realizó mediante el empleo de un programa (FACTOR) que calcula para cuatro períodos trimestrales la demanda máxima y el factor de carga correspondiente. Las proyecciones así desagregadas se presentan en los cuadros 9 al 14.

Para la representación de las curvas de carga de los sistemas se contó con los datos de demandas horarias de 1977 proporcionados por los países. Los datos se agruparon por trimestre y se ajustaron las curvas a un polinomio de quinto grado mediante un programa preparado especialmente para ello. (Programa DUPOL.)^{3/}

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

Cuadro 2

GUATEMALA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

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

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final, op. cit.

Cuadro 3

EL SALVADOR: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centros de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Acajutla ^{a/}	31.2	38.1	47.0	69.0
Guajoyo	17.9	24.8	34.1	56.7
Santa Ana	22.1	29.5	38.3	59.6
Ahuachapán	15.2	22.2	31.8	58.7
Opico	-	-	-	-
Soyapango	76.3	76.3	76.3	76.3
San Antonio Abad	74.4	74.4	74.4	74.4
Nejapa ^{b/}	72.9	76.6	87.7	114.3
Nuevo Cuscatlán	57.7	102.7	159.2	300.2
San Martín	29.9	63.6	104.7	204.1
San Rafael Cedros	1.7	2.4	3.2	5.1
Tecoluca	12.7	18.0	25.2	44.9
Usulután	13.8	18.9	25.2	40.9
El Triunfo	6.5	9.7	14.0	26.1
San Miguel	22.7	31.2	42.3	56.2
Sonsonate	-	-	-	-
Demanda máxima coincidente (MW)	455.0	588.4	763.4	1 186.5
Pérdidas de transmisión (6%)	29.0	37.6	48.6	75.5
Generación neta (MW)	484.0	626.0	812.0	1 262.0
Generación neta (GWh)	2 448.9	3 163.0	4 105.3	6 380.6

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final,

op. cit.

a/ Incluye 15.3 MW, Sicapasa en todos los años típicos.

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

Cuadro 4

HONDURAS: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

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

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final,
op. cit.

- a/ Incluye Comayagua, Siguatepeque y Valle de Comayagua.
- b/ Incluye Santa Barbara y Santa Rosa de Copán.
- c/ Incluye La Masica, San Francisco, Olachito y Trujillo.
- d/ Incluye San Lorenzo, Nacaome y Pespire.

Cuadro 5

NICARAGUA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

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

Fuente: Actualización de los estudios de mercado, Informe final,
op. cit.

Cuadro 6

COSTA RICA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centro de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Alajuela	22.5	28.8	36.2	52.4
Heredia	19.4	23.0	28.2	39.0
Concaves	47.4	61.1	77.5	111.4
Río Macho	3.7	4.5	5.6	8.0
Cachí	10.0	12.7	18.0	28.3
Moin	15.1	19.8	27.2	42.4
Barranca	26.1	40.3	54.2	88.3
Garita	31.0	43.0	58.2	95.5
Colima	222.9	276.8	341.2	481.5
Siquirres	2.7	3.4	4.0	5.0
Cañas	33.1	40.5	50.2	74.0
Caja	61.8	62.7	63.7	65.3
Demanda máxima coincidente (MW)	495.4	616.6	764.2	1 091.3
Pérdidas de transmisión (6%)	31.6	39.4	48.8	69.7
Generación neta (MW)	527.0	656.0	813.0	1 161.0
Generación neta (GWh)	2 728.2	3 393.5	4 207.7	6 010.5

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final,
op. cit.

Cuadro 7

PANAMA: DISTRIBUCION DE LA DEMANDA POR CENTROS DE CARGA

Centro de carga	Distribución de la demanda máxima coincidente (MW)			
	1983	1986	1989	1994
Area metropolitana				
Panamá	266.3	340.0	430.8	629.1
Colón	27.3	34.9	44.2	64.5
Zona del Canal Norte	34.6	34.6	34.6	34.6
Zona del Canal Sur	73.4	73.4	73.4	73.4
Zona Occidental				
La Chorrera	20.8	30.9	45.1	79.5
Provincias centrales				
Divisa	33.2	46.0	62.7	96.5
Chiriquí				
David A	15.6	21.3	28.7	44.1
David B	15.6	21.3	28.6	44.1
Mina de Cerros Colorados			145.0	145.0
Demanda máxima coincidente	486.8	602.4	893.1	1 210.8

Cuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: VARIACION MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá	
	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/	Demanda máxima a/	Energía mensual b/
Enero	0.951	8.39	0.851	7.90	0.771	7.27	0.921	8.32	0.936	7.77	0.861	7.67
Febrero	0.941	8.72	0.850	8.20	0.803	7.57	0.970	9.16	0.927	8.96	0.883	7.76
Marzo	0.894	8.28	0.849	8.45	0.880	8.30	0.987	9.32	0.932	7.71	0.901	7.92
Abril	0.910	8.00	0.855	8.08	0.860	8.03	0.988	9.33	0.919	8.26	0.905	8.04
Mayo	0.897	8.05	0.868	8.14	0.906	8.45	0.952	8.99	0.907	8.04	0.959	8.46
Junio	0.869	8.00	0.833	8.15	0.882	8.23	0.862	7.38	0.902	8.48	0.942	8.43
Julio	0.898	8.17	0.840	8.13	0.901	8.23	0.877	7.49	0.908	7.94	0.986	8.85
Agosto	0.894	8.16	0.867	8.13	0.922	8.76	0.859	7.70	0.943	8.47	0.948	8.47
Septiembre	0.931	8.31	0.865	8.30	0.953	9.18	0.912	7.79	0.962	8.54	0.948	8.63
Octubre	0.976	8.30	0.907	8.72	0.970	8.99	0.877	7.25	0.991	8.33	0.960	8.32
Noviembre	0.979	8.75	0.961	8.97	0.980	8.60	0.982	8.36	1.000	8.99	0.970	8.60
Diciembre	1.000	8.87	1.000	8.83	1.000	8.39	1.000	8.91	1.000	8.50	1.000	8.86

Fuente: Actualización de los estudios de mercado, Informe final, op. cit.

a/ En por uno de la demanda máxima anual.

b/ Porcentajes de la energía anual.

Cuadro 5

GUATEMALA: DEMANDAS ANUALES DE POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICICA POR TRIMESTRE

(Cálculo de demandas por período)

AÑO	PERIODO 1 (ENE-JUN JUN)			PERIODO 2 (JUL-SEP SET)			PERIODO 3 (OCT-DIC DIC)			PERIODO 4 (ENER-MAR MAR)		
	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	ENERGIA (GWH)
83-84	0.845	440.	667	0.819	426.	627	0.827	445.	628	0.909	515.	678
84-85	0.839	431.	666	0.813	534.	675	0.825	738.	673	0.989	529.	674
85-86	0.857	552.	668	0.832	606.	622	0.827	828.	687	0.989	637.	672
86-87	0.835	608.	661	0.830	661.	621	0.821	904.	626	0.989	703.	670
87-88	0.799	670.	659	0.889	729.	619	0.819	937.	602	0.989	830.	685
88-89	0.858	792.	671	0.953	861.	651	0.851	1197.	637	0.989	913.	679
89-90	0.858	871.	667	0.934	947.	627	0.834	1311.	634	0.989	1005.	677
90-91	0.845	957.	665	0.941	1047.	625	0.825	1456.	635	0.989	1094.	675
91-92	0.865	1044.	663	0.963	1100.	623	0.823	1564.	634	0.989	1193.	675
92-93	0.826	1138.	663	0.976	1238.	623	0.823	1703.	617	0.989	1343.	679
93-94	0.845	1300.	667	0.941	1418.	627	0.827	1959.	637	0.989	1466.	677
94-95	0.865	1419.	665	0.941	1545.	625	0.825	2110.	635	0.989	1623.	678
95-96	0.871	1547.	663	0.947	1683.	624	0.824	2319.	637	0.989	1757.	675
96-97	0.866	1677.	665	0.942	1824.	624	0.824	2511.	634	0.989	1915.	672
97-98	0.867	1826.	660	0.946	1987.	621	0.821	2734.	632	0.989	2087.	671
98-99	0.867	1986.	659	0.943	2151.	619	0.819	2955.	630	0.989	2266.	668
99-00	0.859	2162.	657	0.940	2332.	618	0.818	3199.	630	0.989	2461.	670
0-1	0.869	2360.	658	0.945	2554.	618	0.818	3468.	631	0.989	2671.	670

Cuadro 10

EL SALVADOR: DEMANDAS ANUALES DE POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICICA POR TRIMESTRE

(Cálculo de demandas por periodo)

AÑO + + + +	PERIODO 1 (MAY JUN JUL)				PERIODO 2 (AGO SEP OCT)				PERIODO 3 (NOV DIC ENR)				PERIODO 4 (FEB MAR ABR)			
	DEM. + + +	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. + + +	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. + + +	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. + + +	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)
83-84	0.868	420.	0.644	898.	0.707	439.	0.635	615.	0.931	484.	0.605	646.	0.931	480.	0.685	657.
84-85	0.868	457.	0.644	851.	0.707	470.	0.635	670.	0.933	527.	0.605	704.	0.933	492.	0.684	718.
85-86	0.868	499.	0.644	709.	0.707	522.	0.634	730.	0.931	575.	0.604	767.	0.931	535.	0.684	792.
86-87	0.868	543.	0.644	772.	0.707	568.	0.614	795.	0.931	626.	0.604	835.	0.931	581.	0.685	853.
87-88	0.868	592.	0.644	842.	0.707	619.	0.635	867.	0.933	682.	0.605	911.	0.933	636.	0.685	930.
88-89	0.868	646.	0.644	918.	0.707	675.	0.635	946.	0.933	744.	0.605	994.	0.933	694.	0.685	1015.
89-90	0.868	705.	0.644	1002.	0.707	737.	0.635	1032.	0.933	812.	0.605	1085.	0.933	758.	0.685	1109.
90-91	0.868	770.	0.644	1095.	0.707	805.	0.635	1120.	0.933	887.	0.605	1185.	0.933	827.	0.685	1210.
91-92	0.868	840.	0.644	1195.	0.707	876.	0.635	1231.	0.933	968.	0.605	1293.	0.933	904.	0.685	1321.
92-93	0.868	917.	0.644	1305.	0.707	959.	0.635	1344.	0.933	1057.	0.605	1412.	0.933	987.	0.685	1446.
93-94	0.868	1002.	0.644	1426.	0.707	1048.	0.635	1468.	0.933	1155.	0.605	1543.	0.933	1079.	0.685	1578.
94-95	0.868	1095.	0.644	1550.	0.707	1145.	0.635	1605.	0.933	1262.	0.605	1607.	0.933	1180.	0.685	1725.
95-96	0.868	1197.	0.644	1704.	0.707	1232.	0.635	1725.	0.933	1360.	0.605	1843.	0.933	1306.	0.685	1881.
96-97	0.868	1306.	0.644	1857.	0.707	1365.	0.635	1913.	0.933	1505.	0.605	2009.	0.933	1403.	0.685	2031.
97-98	0.868	1428.	0.644	2026.	0.707	1489.	0.635	2086.	0.933	1641.	0.605	2191.	0.933	1531.	0.684	2238.
98-99	0.868	1554.	0.644	2210.	0.707	1625.	0.635	2376.	0.933	1791.	0.605	2371.	0.933	1670.	0.685	2442.
99-00	0.868	1695.	0.644	2412.	0.707	1772.	0.635	2484.	0.933	1954.	0.605	2610.	0.933	1823.	0.685	2666.
00-01	0.868	1851.	0.644	2632.	0.707	1935.	0.635	2711.	0.933	2133.	0.605	2849.	0.933	1990.	0.685	2912.

Cuadro II

HONDURAS: DEMANDAS ANUALES DE POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICA POR TRIMESTRE

(Cálculo de demandas por período)

AÑO	PERIODO 1 (MAY JUN JUL)			PERIODO 2 (AGO SEP OCT)			PERIODO 3 (NOV DIC ENE)			PERIODO 4 (FEB MAR ABR)		
	NEP. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	ENERGIA (MWH)	NEP. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	ENERGIA (MWH)	NEP. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	ENERGIA (MWH)	NEP. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	ENERGIA (MWH)
85-86	0.906	212.	321.	0.906	227.	367.	0.906	234.	322.	0.970	227.	339.
86-87	0.906	234.	354.	0.906	250.	382.	0.906	258.	375.	0.970	251.	375.
87-88	0.906	283.	391.	0.906	276.	422.	0.906	305.	391.	0.963	295.	410.
88-89	0.906	310.	427.	0.906	303.	462.	0.906	312.	428.	0.963	301.	449.
89-90	0.906	340.	468.	0.906	334.	504.	0.906	340.	469.	0.963	336.	493.
90-91	0.906	373.	514.	0.906	354.	555.	0.906	375.	515.	0.966	363.	541.
91-92	0.906	410.	569.	0.906	400.	610.	0.906	412.	566.	0.966	398.	595.
92-93	0.906	447.	620.	0.906	429.	670.	0.906	442.	621.	0.960	436.	647.
93-94	0.906	486.	675.	0.906	470.	720.	0.906	483.	673.	0.957	473.	703.
94-95	0.906	530.	735.	0.906	518.	794.	0.906	536.	735.	0.961	515.	769.
95-96	0.906	578.	801.	0.906	518.	866.	0.906	585.	801.	0.960	562.	838.
96-97	0.906	631.	874.	0.906	519.	944.	0.906	639.	874.	0.960	613.	919.
97-98	0.906	682.	956.	0.906	575.	1021.	0.906	693.	956.	0.952	663.	990.
98-99	0.906	739.	1032.	0.906	730.	1115.	0.906	753.	1030.	0.953	717.	1071.
99-00	0.906	800.	1117.	0.906	791.	1207.	0.906	815.	1115.	0.954	777.	1161.
0-1	0.906	866.	1210.	0.906	827.	1308.	0.906	873.	1207.	0.953	841.	1237.
	0.906	939.	1310.	0.906	927.	1416.	0.906	956.	1308.	0.954	912.	1363.
			1420.	0.906	1005.	1535.	0.906	1036.	1410.	0.954	987.	1477.

Cuadro 12

NICARAGUA: DEMANDAS ANUALES DE POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICA POR TRIMESTRE

(Cálculo de demandas por periodo)

AÑO	PERIODO 1 (MAY JUN JUL)			PERIODO 2 (AGO SEP OCT)			PERIODO 3 (NOV DIC ENF)			PERIODO 4 (FEB MAR ABR)			
	DEM. MAX. P.U.	ENERGIA (MWH)	FACT. CARGA	DEM. MAX. P.U.	ENERGIA (MWH)	FACT. CARGA	DEM. MAX. P.U.	ENERGIA (MWH)	FACT. CARGA	DEM. MAX. P.U.	ENERGIA (MWH)	FACT. CARGA	
83-84	0.880	460	0.636	0.843	427	0.632	0.911	338	0.680	494	1.000	0.741	574
84-85	0.874	474	0.630	0.837	469	0.635	0.931	374	0.662	545	1.000	0.740	632
85-86	0.875	386	0.637	0.837	517	0.634	0.933	411	0.662	601	1.000	0.740	696
86-87	0.874	423	0.637	0.837	349	0.634	0.933	483	0.661	552	1.000	0.739	747
87-88	0.877	458	0.636	0.840	447	0.633	0.933	498	0.663	579	1.000	0.741	846
88-89	0.859	515	0.630	0.803	494	0.635	0.933	554	0.659	604	1.000	0.737	933
89-90	0.875	571	0.635	0.840	547	0.637	0.933	609	0.661	699	1.000	0.739	1031
90-91	0.881	629	0.636	0.844	604	0.635	0.933	664	0.663	714	1.000	0.739	1127
91-92	0.882	680	0.637	0.845	639	0.637	0.933	728	0.666	768	1.000	0.740	1234
92-93	0.879	753	0.630	0.842	720	0.634	0.933	777	0.665	830	1.000	0.739	1331
93-94	0.881	824	0.637	0.844	794	0.633	0.933	873	0.665	931	1.000	0.739	1479
94-95	0.880	902	0.637	0.843	864	0.633	0.933	957	0.664	1003	1.000	0.739	1619
95-96	0.882	989	0.636	0.843	947	0.633	0.933	1045	0.666	1086	1.000	0.741	1774
96-97	0.877	1080	0.639	0.841	1035	0.635	0.933	1149	0.664	1188	1.000	0.739	1944
97-98	0.874	1187	0.636	0.843	1137	0.633	0.933	1259	0.664	1295	1.000	0.739	2191
98-99	0.880	1301	0.636	0.843	1242	0.633	0.933	1386	0.664	1479	1.000	0.739	2356
99-00	0.879	1426	0.637	0.842	1366	0.633	0.933	1513	0.664	1617	1.000	0.739	2552
00-01	0.879	1564	0.636	0.842	1498	0.633	0.933	1659	0.663	1779	1.000	0.739	2809

Cuadro 13

COSTA RICA: DEMANDAS ANUALES DE POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICA POR TRIMESTRE

(Cálculo de demandas por periodo)

AÑO	PERIODO 1 (MAY JUN JUL)				PERIODO 2 (AGO SEP OCT)				PERIODO 3 (NOV DIC ENE)				PERIODO 4 (FEB MAR ABR)			
	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)	DEM. MAX. P.U.	POT. MAX. (MW)	FACT. CARGA	ENERGIA (GWH)
81-84	0.986	470.	0.632	667.	0.989	522.	0.599	691.	1.000	522.	0.604	704.	0.996	526.	0.649	729.
84-85	0.984	512.	0.632	745.	0.997	539.	0.600	740.	1.000	538.	0.603	754.	0.995	564.	0.649	791.
85-86	0.894	549.	0.632	766.	0.977	600.	0.600	774.	1.000	614.	0.599	812.	0.996	612.	0.648	846.
86-87	0.904	596.	0.631	850.	0.987	650.	0.599	860.	1.000	659.	0.600	876.	0.996	656.	0.648	908.
87-88	0.903	639.	0.631	891.	0.986	698.	0.599	923.	1.000	708.	0.602	941.	0.996	705.	0.648	945.
88-89	0.902	686.	0.631	927.	0.985	749.	0.599	971.	1.000	761.	0.602	1011.	0.996	758.	0.648	1047.
89-90	0.901	730.	0.632	1025.	0.984	806.	0.599	1066.	1.000	819.	0.602	1099.	0.996	816.	0.648	1127.
90-91	0.905	774.	0.631	1100.	0.988	867.	0.599	1147.	1.000	878.	0.603	1207.	0.996	874.	0.648	1211.
91-92	0.904	852.	0.621	1187.	0.987	950.	0.599	1250.	1.000	942.	0.603	1277.	0.996	930.	0.648	1297.
92-93	0.903	913.	0.622	1274.	0.986	997.	0.599	1320.	1.000	1011.	0.603	1345.	0.996	1007.	0.649	1325.
93-94	0.902	980.	0.632	1358.	0.985	1070.	0.600	1417.	1.000	1087.	0.603	1445.	0.996	1082.	0.648	1407.
94-95	0.902	1054.	0.632	1470.	0.984	1151.	0.599	1523.	1.000	1169.	0.602	1553.	0.996	1164.	0.648	1612.
95-96	0.899	1134.	0.632	1581.	0.982	1230.	0.599	1638.	1.000	1261.	0.601	1672.	0.996	1256.	0.648	1737.
96-97	0.898	1225.	0.632	1705.	0.981	1335.	0.599	1767.	1.000	1361.	0.600	1804.	0.996	1355.	0.648	1877.
97-98	0.898	1320.	0.632	1841.	0.981	1441.	0.599	1907.	1.000	1470.	0.600	1948.	0.996	1464.	0.648	2027.
98-99	0.897	1425.	0.632	1989.	0.980	1556.	0.599	2060.	1.000	1588.	0.600	2104.	0.996	1582.	0.648	2191.
99-0	0.897	1541.	0.632	2149.	0.979	1682.	0.599	2226.	1.000	1713.	0.600	2274.	0.996	1711.	0.648	2369.
0-1	0.897	1664.	0.632	2323.	0.979	1819.	0.599	2407.	1.000	1837.	0.600	2460.	0.996	1849.	0.648	2542.

II-107

Cuadro 14

PANAMA: DEMANDAS ANUALES DE POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICA POR TRIMESTRE

(Cálculo de demandas por período)

AÑO	P E R I O D O 1 (MAY JUN JUL)			P E R I O D O 2 (AGO SEP OCT)			P E R I O D O 3 (NOV DIC ENO)			P E R I O D O 4 (FEB MAR ABR)		
	POT. MAX. (MW)	DEM. MAX. P.U.	ENERGIA (GWH)	POT. MAX. (MW)	DEM. MAX. P.U.	ENERGIA (GWH)	POT. MAX. (MW)	DEM. MAX. P.U.	ENERGIA (GWH)	POT. MAX. (MW)	DEM. MAX. P.U.	ENERGIA (GWH)
83-84	504	0.986	700	491	0.948	770	511	0.960	690	496	0.971	771
84-85	540	0.986	837	526	0.948	826	540	1.000	691	535	0.976	829
85-86	583	0.986	999	567	0.960	988	591	1.000	687	574	0.971	886
86-87	625	0.980	963	609	0.975	951	636	0.966	695	608	1.000	1029
87-88	717	0.985	1123	698	0.882	1109	770	0.951	698	719	1.000	1319
88-89	852	0.986	1431	859	0.966	1413	895	1.000	720	863	0.964	1396
89-90	979	0.986	1715	915	0.960	1696	952	1.000	716	918	0.963	1489
90-91	1000	0.986	1666	973	0.960	1666	1014	1.000	712	973	0.960	1563
91-92	1060	0.986	1697	1032	0.960	1675	1075	1.000	710	1021	0.963	1656
92-93	1123	0.986	1795	1084	0.960	1733	1139	1.000	707	1090	0.964	1752
93-94	1196	0.986	1961	1164	0.960	1878	1213	1.000	706	1169	0.965	1839
94-95	1273	0.986	2017	1239	0.960	1992	1291	1.000	704	1207	0.964	1974
95-96	1355	0.986	2143	1320	0.960	2116	1375	1.000	701	1319	0.958	2089
96-97	1434	0.986	2267	1397	0.960	2230	1435	1.000	701	1353	0.963	2212
97-98	1526	0.986	2400	1466	0.960	2370	1548	1.000	698	1489	0.962	2345
98-99	1622	0.986	2544	1579	0.960	2513	1645	1.000	697	1586	0.962	2488
99-00	1724	0.986	2700	1679	0.960	2666	1749	1.000	695	1682	0.962	2662
00-01	1832	0.986	2867	1784	0.960	2832	1856	1.000	692	1752	0.961	2806

En la elaboración de las curvas de carga del sistema integrado se respetaron los siguientes criterios:

- i) Las demandas del sistema integrado deben corresponder a las sumas de las demandas horarias coincidentes de los sistemas aislados, y
- ii) La energía demandada por el sistema integrado en cada período debe corresponder a la suma de las demandas individuales de los países.

La organización del proceso requirió la preparación de un programa de computación (FACDEM) que suma las demandas coincidentes de los países hora a hora y calcula la curva de duración de las demandas del sistema regional integrado y su agregación por países.

Para ajustar los datos fue necesario recurrir a un proceso de aproximaciones sucesivas. Se aceptó una tolerancia de $\pm 1\%$ en la energía de cada período, lo que equivale a una tolerancia bastante menor en la energía anual. Los resultados del estudio se indican en los cuadros 15 al 18.

Con estas informaciones se prepararon los datos para el módulo LOADSY del modelo WASP-3, que son las demandas máximas del sistema regional integrado y los polinomios de quinto grado que representan la forma de la curva en los correspondientes períodos.

Cuadro 15

ISTMO CENTROAMERICANO

CURVA DE CARGA DEL SISTEMA REGIONAL INTEGRADO (MAYO-JULIO)

CARGAS PROMEDIO EN CADA INTERVALO (MW)

INTER- VALO	LIM. INF. (MW)	NO. DE PUNTOS	ACUMU- LABOS	TOTAL (MW)	PAIS (1)	PAIS (2)	PAIS (3)	PAIS (4)	PAIS (5)	PAIS (6)
1	1099	9	9	1108.	205.	202.	94.	153.	273.	182.
2	1077	31	40	1084.	189.	187.	94.	155.	278.	184.
3	1055	64	104	1064.	191.	189.	92.	147.	271.	174.
4	1033	72	176	1044.	184.	178.	91.	142.	270.	178.
5	1011	77	253	1022.	173.	177.	89.	145.	257.	183.
6	989	134	387	999.	166.	176.	87.	147.	242.	180.
7	967	141	528	978.	163.	170.	86.	141.	243.	174.
8	945	141	669	955.	160.	165.	85.	136.	234.	176.
9	923	121	790	933.	157.	162.	83.	134.	233.	163.
10	901	89	879	911.	154.	160.	82.	130.	225.	160.
11	879	77	956	890.	153.	158.	79.	131.	214.	153.
12	857	63	1019	869.	153.	147.	78.	123.	215.	154.
13	835	69	1088	846.	148.	138.	75.	112.	208.	164.
14	813	39	1127	825.	143.	131.	74.	115.	202.	161.
15	791	42	1169	801.	138.	126.	72.	113.	203.	149.
16	769	43	1232	781.	133.	119.	69.	108.	203.	147.
17	747	72	1304	757.	125.	122.	64.	105.	189.	152.
18	725	70	1374	735.	121.	119.	62.	104.	178.	152.
19	703	57	1431	714.	116.	114.	59.	100.	170.	154.
20	681	71	1502	690.	115.	109.	58.	100.	169.	159.
21	659	60	1562	669.	114.	109.	56.	96.	165.	128.
22	637	61	1623	648.	109.	108.	56.	98.	152.	124.
23	615	97	1720	626.	110.	109.	56.	99.	136.	116.
24	593	140	1860	603.	106.	105.	54.	97.	128.	113.
25	571	119	1979	582.	103.	101.	53.	91.	123.	111.
26	549	102	2081	559.	99.	96.	51.	87.	117.	109.
27	527	50	2131	539.	93.	89.	49.	86.	114.	109.
28	505	50	2181	515.	87.	84.	48.	81.	110.	106.
29	483	22	2203	494.	85.	80.	47.	76.	102.	104.
30	461	5	2208	476.	78.	77.	41.	50.	100.	99.
31	439	0	2208	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
32	417	0	2208	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
33	395	0	2208	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
34	373	0	2208	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
35	351	0	2208	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
36	0	0	2208	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
POTENCIA MAXIMA (MW)				1121	203	208	95	163	266	186
ENERGIA (GWH)				1775.	304.	302.	156.	258.	427.	328.

Cuadro 16

- II-190 -

ISTMO CENTEROAMERICANO
CURVA DE CARGA DEL SISTEMA REGIONAL INTEGRADO (AGOSTO-OCTUBRE)

CARGAS PROMEDIO EN CADA INTERVALO (MW)

INTER- VALO	LIM. INF. (MW)	NO. DE PUNTOS	ACUMU- LADOS	TOTAL (MW)	PAIS (1)	PAIS (2)	PAIS (3)	PAIS (4)	PAIS (5)	PAIS (6)
1	1147	7	7	1161	214	223	98	156	293	177
2	1124	13	20	1134	210	199	97	149	297	182
3	1101	17	37	1103	202	178	97	147	288	175
4	1078	54	91	1098	195	192	94	148	279	179
5	1055	81	172	1065	184	187	90	147	276	181
6	1032	64	236	1044	180	180	90	143	269	182
7	1009	112	348	1020	170	177	88	145	255	184
8	986	134	482	997	165	173	87	145	244	180
9	963	137	619	975	164	171	85	140	244	172
10	940	115	734	952	159	164	85	139	240	169
11	917	81	815	928	156	159	83	132	235	163
12	894	74	889	904	153	156	79	128	239	160
13	871	108	997	882	152	152	79	126	215	159
14	848	70	1067	861	152	144	75	121	214	155
15	825	87	1134	835	142	138	74	117	210	150
16	802	44	1178	814	138	124	74	119	208	153
17	779	46	1224	789	136	122	73	101	210	147
18	756	38	1262	768	132	123	65	101	199	143
19	733	76	1338	745	126	125	63	105	191	145
20	710	76	1408	721	126	119	61	99	180	142
21	687	59	1467	698	116	108	58	94	180	142
22	664	78	1545	674	115	106	57	94	170	130
23	641	76	1621	651	111	112	56	97	150	125
24	618	76	1697	628	110	107	54	94	146	117
25	595	135	1832	604	107	105	54	92	135	113
26	572	170	2002	582	104	103	53	89	123	110
27	549	78	2080	562	99	99	50	87	121	107
28	526	55	2135	536	94	86	48	82	118	108
29	503	54	2189	515	87	85	47	79	110	107
30	480	17	2206	494	82	83	44	74	106	105
31	457	1	2207	464	82	80	40	53	106	103
32	434	1	2208	452	80	82	41	36	105	100
33	411	0	2208	0	0	0	0	0	0	0
34	388	0	2208	0	0	0	0	0	0	0
35	365	0	2208	0	0	0	0	0	0	0
36	0	0	2208	0	0	0	0	0	0	0
POTENCIA MAXIMA (MW)				1170	215	226	97	153	294	180
ENERGIA (GWH)				1759	306	305	156	256	438	327

/Cuadro 17

ISTMO CENTROAMERICANO: CURVA DE CARGA DEL SISTEMA REGIONAL INTEGRADO (NOVIEMBRE - ENERO)

(Cargas promedio en cada intervalo MW)

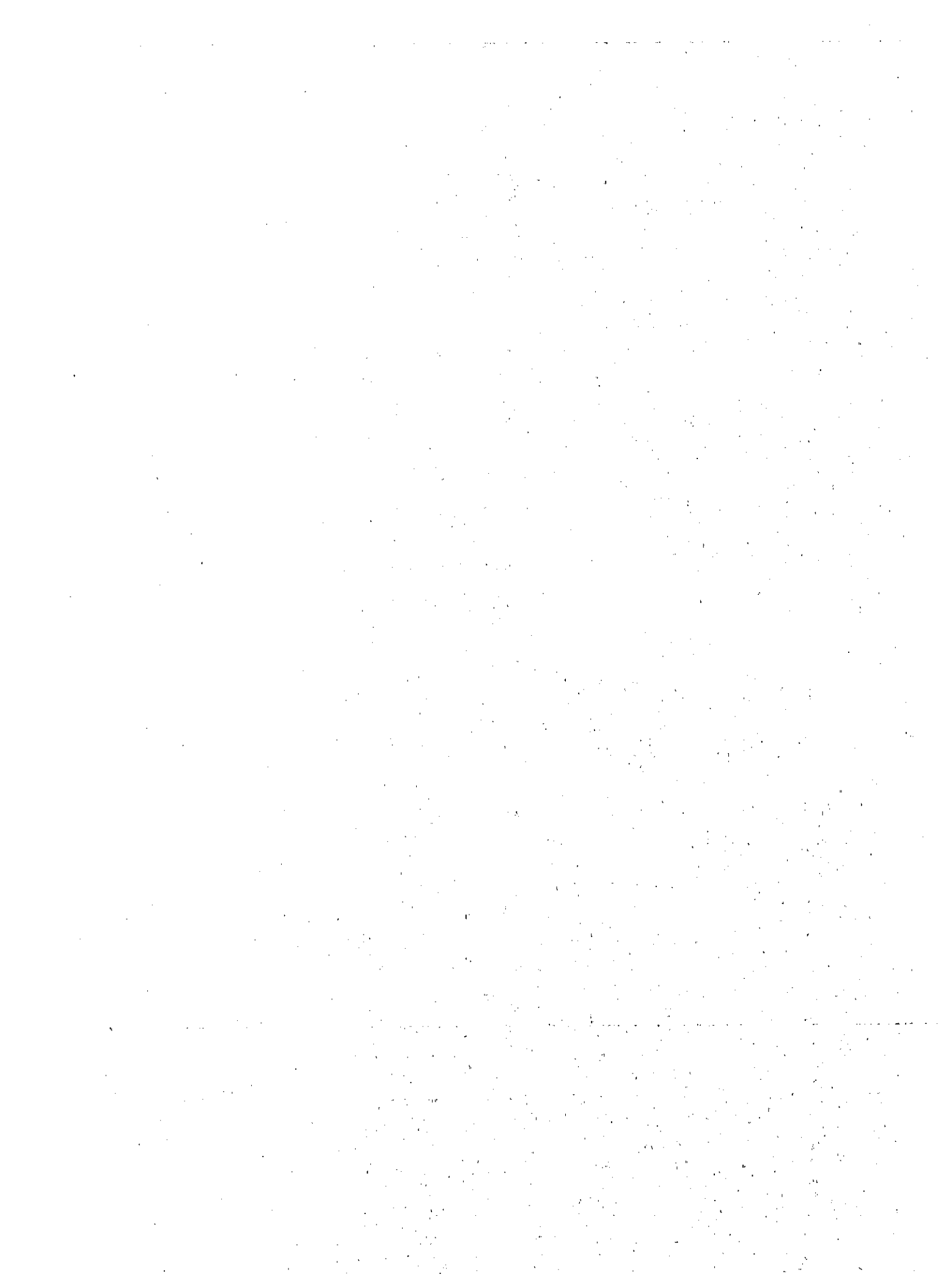
INTER-VALO	LIM. INF. (MW)	NO. DE PUNTOS	ACUMU-LAOS	TOTAL (MW)	PAIS 1	PAIS 2	PAIS 3	PAIS 4	PAIS 5	PAIS 6
1	1223	22	22	1234	228	231	100	177	200	174
2	1198	17	39	1211	224	230	97	177	293	185
3	1172	38	77	1187	216	227	95	177	287	184
4	1148	69	146	1158	206	209	95	163	289	190
5	1123	47	193	1136	198	203	93	167	281	193
6	1098	93	286	1108	187	203	90	167	280	191
7	1073	134	420	1084	184	198	89	168	253	193
8	1048	117	537	1061	177	192	89	164	246	193
9	1023	128	665	1036	174	184	87	159	245	186
10	998	81	746	1010	171	182	87	156	239	176
11	973	97	843	984	169	177	84	151	233	170
12	948	89	934	960	168	176	82	148	224	164
13	923	65	999	934	164	165	83	139	224	160
14	898	73	1072	912	159	160	77	136	218	151
15	873	52	1124	896	157	157	79	128	211	157
16	848	43	1167	887	148	149	73	126	205	157
17	823	64	1231	882	143	142	69	121	192	147
18	798	68	1299	811	143	143	68	118	194	146
19	773	55	1354	784	135	133	65	113	189	147
20	748	54	1408	759	127	132	62	112	186	139
21	723	84	1492	735	128	130	59	114	168	134
22	698	82	1574	709	125	127	58	111	159	130
23	673	99	1673	685	120	124	53	111	148	126
24	648	128	1801	660	116	122	54	110	138	120
25	623	118	1917	634	114	116	55	103	131	116
26	598	115	2034	610	109	110	54	100	124	113
27	573	89	2123	586	103	102	51	96	121	113
28	548	39	2162	560	98	93	50	91	115	113
29	523	27	2189	537	91	90	47	86	111	112
30	498	18	2207	511	83	85	45	81	106	111
31	473	1	2208	493	82	81	45	74	102	109
32	448	0	2208	0	0	0	0	0	0	0
33	423	0	2208	0	0	0	0	0	0	0
34	398	0	2208	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	2208	0	0	0	0	0	0	0
POTENCIA MAXIMA (MW)				1248	226	238	102	179	307	196
ENERGIA (GWH)				1914	332	344	160	294	443	340

LISTADO CENTRUMERICANO

CURVA DE CARGA DEL SISTEMA REGIONAL INYERENDADO (FEBRERO-ABRIL)

CARGAS PROMEDIAS EN CADA INTERVALO (MW)

INTER- VALO	LIM. INF. (MW)	NO. DE PUNTOS	ACUMU- LADOS	TOTAL (MW)	PAIS (1)	PAIS (2)	PAIS (3)	PAIS (4)	PAIS (5)	PAIS (6)
1	1123	4	4	1134	207	261	99	172	277	180
2	1100	45	49	1109	190	198	95	165	322	181
3	1077	67	114	1087	193	190	91	161	276	185
4	1054	54	170	1066	178	185	86	157	276	183
5	1031	83	253	1041	175	184	87	157	256	182
6	1008	106	359	1018	164	182	86	161	241	186
7	985	138	517	976	158	174	83	158	235	187
8	962	127	644	973	153	170	84	151	235	177
9	939	111	755	950	157	168	81	151	229	159
10	916	100	855	928	152	166	81	147	219	160
11	893	79	934	903	151	152	77	145	212	156
12	870	72	1006	881	151	152	76	140	210	152
13	847	59	1065	897	143	138	73	132	204	159
14	824	59	1134	925	139	132	71	123	207	153
15	801	54	1188	911	137	136	70	127	193	145
16	778	55	1233	799	128	137	65	130	179	150
17	755	66	1289	765	129	129	62	127	179	142
18	732	75	1364	743	122	121	59	117	176	146
19	709	57	1421	720	115	113	59	114	169	143
20	686	76	1497	697	112	115	56	119	152	142
21	663	81	1578	674	110	110	54	116	143	135
22	640	101	1679	651	108	113	55	117	131	127
23	617	157	1836	628	103	111	54	116	123	118
24	594	124	1960	606	101	106	51	112	119	118
25	571	54	2014	580	97	95	49	106	115	121
26	548	52	2066	559	91	90	47	99	112	119
27	525	52	2090	537	86	87	45	97	104	116
28	502	18	2116	514	81	85	46	90	95	117
29	479	12	2128	495	73	79	42	75	96	129
30	455	8	2136	459	71	72	39	76	85	127
31	433	0	2136	0	0	0	0	0	0	0
32	410	0	2136	0	0	0	0	0	0	0
33	387	0	2136	0	0	0	0	0	0	0
34	364	0	2136	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	2136	0	0	0	0	0	0	0
POTENCIA MAXIMA (MW)				1146	211	193	101	179	290	192
ENERGIA (GWH)				1762	290	364	149	285	466	328



Anexo VIII

SISTEMAS DE GENERACION Y TRANSMISION
EXISTENTES A 1983

A. Instalaciones de generación

1. Plantas hidroeléctricas

Las características técnicas principales de las plantas hidroeléctricas consideradas existentes para los fines de este estudio y que corresponden a las que se deberán encontrar operando o comprometidas a 1983 que se muestran en el cuadro 1 comprenden:

i) La capacidad nominal, el número de unidades y el caudal total turbinable a la altura nominal;

ii) La caída bruta y neta, la cota en la descarga y la pérdida de carga correspondiente a la potencia nominal;

iii) Las características del embalse (cotas y volúmenes embalsados máximos, mínimos y útil);

iv) La energía embalsada

Sus características de generación se incluyen junto con las de los proyectos en el anexo X más adelante.

2. Centrales termoeléctricas

La información disponible sobre las unidades termoeléctricas existentes se resume en los cuadros 2 al 7, respecto a los cuales caben los siguientes comentarios:

i) Para cada unidad, excepto las de Panamá, se ha indicado la potencia instalada bruta. La potencia neta en alta tensión se calculó considerando consumos propios de 6% para las plantas a vapor mayores de 40MW, 8% para las plantas de vapor menores de 40 MW, 4% para las plantas geotérmicas y 2.5% para las turbinas a gas y motores diesel.

ii) La potencia base mínima indicada corresponde a un mínimo técnico. En la simulación de la operación se dejó la posibilidad de emplear una potencia mínima económica más alta, en cuyo caso el consumo específico base para la nueva potencia se calculó utilizando el consumo incremental de la unidad;



Cuadro I

ISTMO CENTROAMERICANO: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS DEL SISTEMA EXISTENTE A 1983

Central	Capacidad (MW)	Número de unidades	Caudal nominal turbinable (m ³ /seg.)	Carga 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.)	Carga bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
Guatemala													
Pueblo Viejo <u>a</u> /	300.0	5	82.0	430.0	58.0	798.0	761.0	424.0	111.0	313.0	328	292.0	488.0
Los Esclavos	14.0	2	14.0	103.0	5.0	108.0 <u>±</u> /	108.0	-	-	-	-	- <u>±</u> /	108.0
Marfa Linda <u>d</u> /	90.0	3	22.0	363.0	47.0	555.0	555.0	-	-	-	-	145.0	410.0
Jurón Marinajá	58.0	3	9.5	624.0	31.0	655.5 <u>±</u> /	653.5	52.0	42.0	10.0	15	- <u>±</u> /	655.0
Santa Marfa II <u>b</u> /	60.0 <u>±</u> /	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Menores	15.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Salvador													
GuaJoyo	15.0	1	35.4	48.0	7.0	430.0	418.0	645.0	155.0	490.0	57	375.0	55.0
5 de Noviembre	81.0	5	260.7	52.0	4.0	178.4	173.4	320.0	50.0	270.0	34	122.0	56.0
Carrón Grande	135.0	2	270.0	57.0	6.0	243.0	228.0	2 180.0	750.0	1 430.0	199	179.0	63.0
San Lorenzo	180.0	2	660.0	31.0	1.0	49.0	48.0	393.0	360.0	33.0	3	17.0	32.0
Honduras													
Cañaveral	30.0	2	25.0	144.0	3.5	637.5	632.0	1 785.0	1 270.0	515.0	180	488.0	147.5
Rfo Lindo	80.0	4	18.3	386.0	19.8	484.0	484.0	-	-	-	-	79.0	405.8
El Nispero <u>f</u> /	22.0	1	-	-	...	0.4	-	-
El Cajón <u>g</u> /	292.0	4	228.0	158.0	3.0	285.0	220.0	5 652.0	1 482.0	4 170.0	1 529	105.0	180.0
Nicaragua													
Centroamérica	50.0	2	22.0	270.0	5.0	956.0	944.0	273.0	-	273.0	180	681.0	275.0
Gral. Somoza	50.0	2	32.0	189.0	16.0	440.0	440.0	-	-	-	-	235.0	205.0
Costa Rica													
Garita	30.0	2	21.0	151.5	8.5	461.0	456.0	-	-	0.5	193	301.0	160.0
Arenal	156.0	3	98.0	186.0	34.0	545.0	519.0	2 120.0	400.0	1 726.0	783	324.0	221.0
Rfo Macho	120.0	5	46.85	450.0	9.0	1 572.0	1 565.0	-	-	0.4	450	1 101.0	470.0
Cachí	100.0	3	54.0	224.0	30.0	999.0	960.0	50.3	4.5	45.8	25	724.1	254.0
Corobici <u>b</u> /	174.0	3	-	197.0	35.7	327.0	327.0	-	-	-	-	94.3	232.7
Menores <u>h</u> /	36.0	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

(continúa)

Cuadro 1 (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)			Energía embalsada (GWh)	Cota de descarga (m.s.n.m.)	Cafda bruta máxima (m)
						Máxima	Mínima	Máximo	Mínimo	Util			
Panamá													
Fortuna i/	255.0	3	34.5	742.0	28.0	1 050.0	999.0	171.5	4.5	167.0	302.0	242.0	307.0
Estrella	38.0	2	12.5	340.0	33.0	985.0	985.0	-	-	-	-	612.0	373.0
Los Valles	42.0	2	19.1	271.0	5.0	605.0	605.0	-	-	-	-	329.0 E/	276.0
Bayano	150.0	2	278.8	56.2	3.9	62.1 E/	20.0	4 100.0	-	4 100.0	562.0	-	60.1
Yeguada	7.0												
Madden	24.0	3											
Gatón	24.0	6											

- a/ Cota máxima.
- b/ Programado para entrar en operación en 1982.
- c/ Cotas referidas al nivel de descarga.
- d/ Programado para entrar en operación en 1980.
- e/ Incluye: El Salto, El Porvenir, San Luis, Santa María I, Palín y Río Hondo.
- f/ Programado para entrar en operación en 1981.
- g/ Programado para entrar en operación en 1985.
- h/ Incluye: Ventanas, Nuestro Amo, Belén, Brasil, Electriona y Biarís.
- i/ Programado para entrar en operación en 1983.

Cuadro 2

GUATEMALA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES A 1983

Central	Año de instalación	Tipo y combustible <u>a/</u>	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kCal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable <u>c/</u> (Mills/kWh)
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio <u>b/</u>	
Laguna <u>d/</u>	...	V-P	1	33
Laguna <u>d/</u>	1946-1948	V-P	2	3	2	4 400	3 760	4 187
Laguna <u>e/</u>	1961	V-P	2	13	6	3 390	3 230	3 304
Escuintla	1972	V-P	1	33	20	3 020	2 800	2 933
Escuintla	1977	V-P	1	53	30	2 430	2 800	2 591
Exmibal	1976	V-P	1	60	30
Laguna <u>d/</u>	1964	T-D	1	10	5	5 390	2 750	4 070
Escuintla	1965-1968	T-D	2	12	5	6 590	4 160	5 173
Escuintla	1976	T-D	2	25	16	3 370	3 200	3 309
Sonarate	1980	T-D	1	25	16
San Felipe	1980	T-D	1	25	16
Varias <u>f/</u>		D-D	varias	8	1	3 050	3 050	3 050
Ciclo combinado <u>g/</u>	...	VT-P	2	33

a/ Tipo: V = turbina a vapor; G = turbina a gas; D = Motor diesel; VT = ciclo combinado; Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.

b/ Consumo real promedio.

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

d/ Se considerará retirada del servicio antes del período de estudio.

e/ Pasan a formar parte de la central de ciclo combinado cuando ésta entre en servicio.

f/ Incluye Puerto Barrios y La Castellana.

g/ Potencia neta por unidad 27 MW. Formada por dos turbinas a gas de 20 MW cada una y dos unidades de vapor petróleo de 13 MW cada una.

Cuadro 3

EL SALVADOR: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES A 1983

Central	Año de instalación	Tipo y combustible <u>a/</u>	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable <u>c/</u>
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio <u>b/</u>	
Acajutla	1966	V-P	1	30.0	16.5	2 664	2 237	2 470	2 900	...
Acajutla	1969	V-P	1	33.0	16.5	2 664	2 256	2 460	2 900	...
Soyapango	1972-1973	T-D	2	18.0	2.9	7 434	2 550	3 474	3 700	...
Soyapango	1973	T-D	1	20.0	4.0	7 500	2 248	3 325	3 700	...
Acajutla	1965	T-P	1	6.6	2.0	3 250	2 800	2 936		...
Ahuachapán	1975-1976	G	2	30.0	3.0					...
Ahuachapán	1980	G	1	35.0	3.0					...

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

b/ Consumo real promedio.

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

Cuadro 4

HONDURAS: UNIDADES TERMoeLECTRICAS EXISTENTES A 1983

Central	Año de instalación	Tipo y combustible <u>a/</u>	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable <u>c/</u>
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio <u>b/</u>	
La Puerta	1970	T-D	1	15.0	4.0	6 765	2 860	3 520
Miraflores	1972	T-D	1	15.0	4.0	6 750	2 280	3 595
San Lorenzo	1967	D-D	5	0.8	0.8	2 860	2 860	2 860
Santa Fe	1968	D-D	3	2.5	1.0	2 812	2 812	2 812
La Ceiba	1974	D-P	4	6.6	3.0	2 220	1 963	2 080	2 300	...
Puerto Cortés	1980	D-P	4	7.0	3.5	2 213	1 947	2 080
... <u>d/</u>	1982-1983	D-P	...	60.0

a/ Tipo: T = turbina a gas; D = Motor diesel;
Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.

b/ Consumo real promedio.

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

d/ Grupos nuevos destinados a cubrir el déficit de los años 1982-1984.

Cuadro 5

NICARAGUA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES A 1983

Central	Año de instalación	Tipo y combustible <u>a/</u>	Número de unidades	Potencia por unidad (MW brutos)		Consumo específico (kcal PCS/kWh bruto)				Costo operación y mantenimiento variable <u>c/</u>
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio <u>b/</u>	
Managua	1958	V-P	2	15	6	3 733	2 789	3 162	3 200	1.70
Managua	1970	V-P	1	45	18	2 960	2 378	2 611	2 700	0.35
Nicaragua	1976-1977	V-P	2	50	20	2 950	2 700	2 800	...	0.30
Chinandega	1967	T-D	1	14	3.5	7 459	2 207	3 520	4 200	1.70
Monotombo	1981-1982-1983	G	3	35	28.0					2.00

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

b/ Consumo real promedio.

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

Cuadro 6

COSTA RICA: UNIDADES TERMOELECTRICAS EXISTENTES A 1983

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

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

b/ Consumo real promedio.

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

Cuadro 7

PANAMA: UNIDADES TERMoeLECTRICAS EXISTENTES A 1983

Central	Año de instalación	Tipo y combustible <u>a/</u>	Número de unidades	Potencia por unidad (MW netos)		Consumo específico (kCal PCS/kWh netos)				Costo operación y mantenimiento variable <u>c/</u>
				Instalada	Mínima	Base mínima	Incremental	Plena carga	Medio <u>b/</u>	
<u>Sistema del IRHE</u>										
San Francisco	1949-1960	V-P	2	6	4	4 284	4 125	4 231	...	0.12
Las Minas	1964	V-P	1	22	12	3 560	3 498	3 532	...	0.10
Las Minas	1969-1974	V-P	3	40	24	3 204	3 027	3 133	...	0.07
Av. Sur	1959	V-P	2	4	2	5 217	4 820	5 019	...	0.14
San Francisco	1976	T-D	1	12	8	4 194	4 144	4 177	...	0.12
San Francisco	1976	D-D	4	7	4	2 425	2 417	2 422	...	0.10
Varias <u>d/</u>	1972-1975	D-D	3	11	2	2 778	2 778	2 778	...	0.10
<u>Zona del Canal</u>										
Miraflores	1966	V-P	1	22
Miraflores	1976	V-P	1	33
Miraflores	1976	T-D	1	20
Miraflores	1963	T-D	2	10
Mt. Hope	1973	T-D	1	20

a/ Tipo: V = turbina a vapor; G = turbina a gas; D = Motor diesel.

Combustible: P = petróleo residual o bunker C; D = petróleo diesel.

b/ Consumo real promedio.

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

d/ Incluye Las Minas, San Francisco, Pedregal, Agua Dulce y Chitré.

iii) A falta de indicaciones precisas se supuso que los datos sobre consumos específicos proporcionados por los países eran brutos y estaban referidos al poder calorífico superior (PCS) del combustible, estimado un 6% más alto que el poder calorífico inferior (PCI). Para el cálculo de consumos netos se aplicaron los mismos criterios que para la potencia. En la preparación de datos para uso en la operación simulada se redujeron los consumos a fin de referirlos al PCI y a la potencia neta.

iv) Para representar las centrales en algunos modelos se recurrió al artificio de agruparlas en plantas equivalentes; cuando ello ocurre se consideraron las características técnicas calculadas como promedios ponderados;

v) Los períodos de mantenimiento programado adoptados en el estudio fueron 25 días por año para las unidades a vapor, geotérmicas, motores diesel y turbinas a gas;

vi) Las tasas de indisponibilidad o salida forzada adoptadas para las unidades fueron 5% para las unidades a vapor-petróleo y geotérmicas, 7% para las turbinas a gas y 5% para los motores diesel; y,

vii) Cuando no se dispuso de información sobre el costo variable de operación y mantenimiento (excluyendo combustible) se adoptaron los siguientes valores (en milésimos de dólar/kWh neto): 1.0 para las unidades de vapor; 0.5 para las unidades diesel y 3.0 para las turbinas a gas. No se tomaron en cuenta estos costos para las unidades geotérmicas existentes debido a que, en general operaron con factores de planta altos y en tales circunstancias todos los costos pueden considerarse como fijos.

3. Agrupación de plantas termoeléctricas para utilización del modelo WASP

a) Tipos de plantas utilizadas

<u>Nombre</u>	<u>Clave</u>	<u>Tipo</u>	<u>Combustible</u>
-	-	-	-
DB	0	Motor diesel	Bunker C
TB	0	Turbina	Bunker C
CC	0	Ciclo combinado	Bunker C
VP	1	Vapor	Bunker C
TD	2	Turbina	Diesel
DD	3	Motor diesel	Diesel
GE	4	Geotérmica	-

/b) Observaciones

b) Observaciones sobre la composición de plantas termoeléctricas

- Se compusieron plantas del mismo tipo de manera que la potencia total neta se conservase.

- El número de unidades se eligió de forma que la potencia unitaria representara aproximadamente en promedio la capacidad de las unidades existentes.

- Las características de funcionamiento de la planta compuesta se calcularon como promedio ponderado de las plantas componentes tomando además en consideración las correspondientes fechas de retiro para lo cual se adoptaron las siguientes cifras para vida útil:

Vapor petróleo	30 años
Turbina a gas	20 años
Motor diesel a diesel	20 años
Geotérmica	30 años
Ciclo combinado	30 años
Turbina a gas con bunker	20 años
Motor diesel con bunker	30 años

Las cifras de rendimiento están referidas al Poder Calorífico Inferior (PCI) del combustible.

c) Plantas termoeléctricas compuestas

Se presentan a continuación, en los cuadros 8 al 13 las plantas compuestas utilizadas en la operación del modelo WASP.

4. Sistemas de transmisión existentes

Se presentan a continuación las características principales de líneas de voltajes 115 kV y superiores existentes al comienzo del estudio. El cuadro 14 da un resumen del Istmo, mientras que los cuadros 15 al 20 indican las líneas detalladamente para cada país, la longitud y la tensión nominal de cada línea.

Cuadro 8

GUATEMALA: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS VIRTUALES

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (Kcal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Plena carga	Incre- mental	
GUPP ^{a/}	146	3 x 45.7	20.0	3 039	2 878	2 714	No hay
Escuintla	1 x 33	1 x 31.0	20.0	3 020	2 933	2 800	
Escuintla	1 x 53	1 x 49.8	30.0	2 930	2 874	2 800	
Exmibal	1 x 60	1 x 56.4	20.3	3 352	2 846	2 588	
GUTD ^{a/}	74	5 x 22.2	5.0	3 572	3 507	3 392	1988 (1) 1996 (2)
Sanarate	1 x 25	1 x 22.2	
San Felipe	1 x 25	1 x 22.2	
Escuintla	2 x 12	1 x 10.8	...	6 985	5 483	4 409	
Escuintla	2 x 25	1 x 22.5	...	3 572	3 507	3 392	
GUCO ^{a/b/}	2 x 33	2 x 27.0	20.0	3 073	2 572	1 800	No hay
GUGE ^{a/}	1 x 35	1 x 31.3	26.9				

a/ Central equivalente.

b/ Se adoptaron cifras del informe termoeléctrico de la MONENCO.

EL SALVADOR: COMPOSICION DE PLANTAS TERMOELECTRICAS VIRTUALES

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incre- mental	Plena carga	
SA VB ^{a/}	<u>63.0</u>	<u>2 x 29.6</u>	<u>15.5</u>	<u>2 664</u>	<u>2 246</u>	<u>2 465</u>	1996 (1)
Acajutla	1 x 30.0	1 x 28.2	15.5	2 664	2 237	2 470	
Acajutla	1 x 33.0	1 x 31.0	15.5	2 664	2 256	2 460	
SA TD ^{a/}	<u>48.0</u>	<u>3 x 14.4</u>	<u>3.3</u>	<u>6 740</u>	<u>2 617</u>	<u>3 562</u>	1993 (3)
Soyapango	2 x 14.0	2 x 14.0	2.9	7 880	2 703	3 682	
Soyapango	1 x 20.0	1 x 19.0	4.0	7 950	2 382	3 524	
SA TB ^{a/}	1 x 6.6	1 x 5.9	2.0	3 445	2 968	3 112	
SA GE ^{a/}	95.0	3 x 30.4	28.0	-	-	-	
Ahuachapán	2 x 30.0	2 x 28.8	28.0	-	-	-	
Ahuachapán	1 x 35.0	1 x 32.9	28.0	-	-	-	

a/ Central equivalente.

Cuadro 10

HONDURAS: COMPOSICION DE PLANTAS TERMIELECTRICAS VIRTUALES

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incremental	Plena carga	
<u>HOTD^{a/}</u>	<u>28.6</u>	<u>2 x 12.9</u>	<u>3.6</u>	<u>6 426</u>	<u>2 739</u>	<u>3 768</u>	1992 (2)
La Puerta	1 x 15.0	1 x 13.5	4.0	7 170	3 031	3 731	
Miraflores	1 x 13.6	1 x 12.2	4.0	7 155	2 417	3 810	
<u>HODD^{a/}</u>	<u>9.9</u>	<u>1 x 8.7</u>	<u>5.4</u>	<u>2 615</u>	<u>2 628</u>	<u>2 623</u>	1988
San Lorenzo	3 x 0.8	3 x 0.8	0.8	2 660	2 660	2 660	
Santa Fe	3 x 2.5	3 x 2.1	1.0	2 615	2 615	2 615	
<u>HODE^{a/}</u>	<u>54.4</u>	<u>8 x 13.2^{b/}</u>	<u>6.0</u>	<u>2 073</u>	<u>1 818</u>	<u>1 934</u>	-
La Ceiba	4 x 6.6	4 x 6.4	3.0	2 064	1 826	1 934	
Puerto Cortés	4 x 7.0	4 x 6.8	3.5	2 058	1 810	1 934	

a/ Central equivalente.

b/ Incluye 56 MW (bruto) por ser instalados presumiblemente en grupos diesel lento antes de 1984.

Cuadro 11

NICARAGUA: COMPOSICION DE PLANTAS TERMIELECTRICAS VIRTUALES

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incremental	Plena carga	
<u>NIVB^{a/}</u>	<u>175.0</u>	<u>4 x 41.1</u>	<u>16.4</u>	<u>2 953</u>	<u>2 600</u>	<u>2 741</u>	
Managua	2 x 15.0	2 x 14.1	6.0	3 733	2 789	3 162	
Managua	1 x 45.0	1 x 42.3	18.0	2 960	2 378	2 611	
Nicaragua	2 x 50.0	2 x 47.0	20.0	2 950	2 700	2 800	
<u>NITD^{a/}</u>	<u>14.0</u>	<u>1 x 13.0</u>	<u>3.3</u>	<u>7 823</u>	<u>2 339</u>	<u>3 731</u>	
Chinandega	1 x 14.0	1 x 13.0	3.3	7 823	2 339	3 731	
<u>NIGE^{a/}</u>	<u>3 x 35.0</u>	<u>3 x 31.3</u>	<u>26.9</u>	-	-	-	

a/ Central equivalente.

Cuadro 12

COSTA RICA: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS VIRTUALES

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incre- mental	Plena carga	
COTD ^{a/}	79.6	4 x 18.0	4.5	6 476	2 416	3 431	1993 (2) 1994 (2)
San Antonio	2 x 19.0	2 x 18.5	4.8	6 215	2 491	3 422	
Barranca	2 x 20.8	2 x 20.2	5.2	6 718	2 348	3 440	
CODE ^{a/}	38.8	3 x 12.7	3.3	2 391	1 887	2 018	1991 (1)
Colima	2 x 3.8	2 x 3.7	1.9	2 322	1 950	2 136	
Moin	4 x 7.8	4 x 7.6	1.9	2 276	1 872	1 970	

a/ Central equivalente.

Cuadro 13

PANAMA: COMPOSICION DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS VIRTUALES

Planta	Capacidad (MW)			Consumo calórico (kCal/kWh neto)			Retiros
	Bruta	Neta	Mínima	Base	Incre- mental	Plena carga	
PAVB ^{a/}	...	4 x 49.1	30.0	3 525	3 320	3 435	1985 (1)
San Francisco	...	2 x 5.5	4.0	4 284	4 125	4 231	
Las Minas	...	1 x 21.0	12.0	3 560	3 498	3 522	
Las Minas	...	3 x 37.5	24.0	3 204	3 027	3 133	
Miraflores	1 x 22.0	1 x 21.1	
Miraflores	1 x 33.0	1 x 31.1	
PATD ^{a/}	...	2 x 26.0	3.0	3 998	3 964	3 968	1996 (1)
San Francisco	...	1 x 12.0	8.0	3 984	3 964	3 968	
Miraflores	1 x 20.0	1 x 19.5	
Mt. Hope	1 x 20.0	1 x 19.5	
PADD ^{a/}	61.5	4 x 15.0	5.3	2 493	2 487	2 489	
San Francisco	4 x 7.0	4 x 7.0	4.0	2 309	2 302	2 307	
Varios	33.5	32.0	...	2 645	2 645	2 645	

a/ Central equivalente.

Cuadro 14

ISTMO CENTROAMERICANO: LONGITUD TOTAL DE LAS LINEAS DE TRANSMISION
EXISTENTES A 1963

(Kilómetros)

Voltaje	Total país	115 kV	138 kV	230 kV
Guatemala	1 146.0		75.0	1 071.0
El Salvador	765.1	750.1		15.0
Honduras	942.3		826.3	116.0
Nicaragua	1 160.0		910.0	250.0
Costa Rica	1 235.7		780.5	455.2
Panamá	1 456.0	489.0		967.0
<u>Total</u>	<u>6 604.0</u>	<u>1 239.0</u>	<u>2 592.0</u>	<u>5 465.0</u>

Cuadro 15

GUATEMALA: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1983

Líneas	Longitud km	Voltaje nominal
<u>Total líneas 230 kV</u>	<u>1 146</u>	
<u>Total líneas 138 kV</u>	<u>75</u>	
<u>Total líneas</u>	<u>1 071</u>	
Quezaltenango-Atitlán	42	230
Quezaltenango-Mazatenango	33	230
Mazatenango-Atitlán	24	230
Escuintla-Atitlán	100	230
Escuintla-Atitlán	100	230
Escuintla-Guatemala Sur	42	230
Escuintla-Guatemala Sur	42	230
Escuintla-Marinalá	11	138
Guatemala Sur-Marinalá	32	138
Guatemala Sur-Marinalá	32	138
Guatemala Este-Frontera El Salvador	94	230
Guatemala Este-Guatemala Sur	22	230
Guatemala Este-Guatemala Sur	22	230
Guatemala Este-Guatemala Norte	25	230
Guatemala Este-Guatemala Norte	25	230
Guatemala Norte-Tactic	80	230
Guatemala Norte-Tactic	40	230
Tactic-Quixal	40	230
Tactic-Quixal	40	230
Tactic-El Estor	150	230
Tactic-El Estor	150	230

Cuadro 16

EL SALVADOR: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1983

Líneas	Longitud km	Voltaje nominal
<u>Total líneas 230 kV</u>	<u>15</u>	
<u>Total líneas 115 kV</u>	<u>750</u>	
<u>Total líneas</u>	<u>765</u>	
5 de Noviembre-San Rafael Cedros	30	115
San Rafael Cedros-Soyapango	32	115
Soyapango-Nejapa	10	115
Nejapa-Opico	19	115
Opico-Santa Ana	23	115
Santa Ana-Guajoyo	27	115
Opico-Acajutla	64	115
Nejapa-San Antonio Abad	7	115
San Rafael Cedros-Tecoluca	28	115
Tecoluca-Usulután	38	115
Usulután-San Miguel	43	115
Santa Ana-Ahuachapán	36	115
Cerrón Grande-5 de Noviembre	18	115
Cerrón Grande-Nejapa	40	115
Cerrón Grande-Nejapa	40	115
Ahuachapán-Sonsonate	26	115
Acajutla-Sonsonate	13	115
Sonsonate-Nuevo Cuscatlán	63	115
Nuevo Cuscatlán-San Antonio Abad	12	115
San Lorenzo-San Martín	63	115
San Martín-Nuevo Cuscatlán	30	115
San Lorenzo-San Rafael Cedros	43	115
San Lorenzo-San Miguel	45	115
Ahuachapán-Frontera Guatemala	15	230

Cuadro 17

HONDURAS: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1983

Líneas	Longitud km	Voltaje nominal
<u>Total líneas 230 kV</u>	<u>106</u>	<u>116</u>
<u>Total líneas 138 kV</u>	<u>826</u>	<u>826</u>
<u>Total líneas</u>	<u>942</u>	
Río Lindo-Villanueva (CAHSA)	33	138
Villanueva (CAHSA)-La Puerta	17	138
La Puerta-El Centro	5	138
El Centro-Bermejo	8	138
Bermejo-Progreso	35	138
Progreso-Tela	62	138
El Cajón-Progreso ^{a/}	58	230
El Cajón-Progreso ^{a/}	58	230
Tela-Ceiba	90	138
Ceiba-Saba	87	138
Saba-Coyoles	58	138
Saba-Corocito	56	138
Río Lindo-Progreso	48	138
Río Lindo-Cañaveral	9	138
Cañaveral-Siguatepeque	50	138
Siguatepeque-Comayagua	30	138
Comayagua-Santa Fe	74	138
Santa Fe-Suyapa	17	138
Suyapa-Pavana	88	138
Pavana-Frontera Nicaragua	60	138 ^{b/}

a/ Se consideraron existentes al comienzo del estudio aunque probablemente entrarán en servicio entre los años 1984 y 1985.

b/ Diseñada en 230 kV.

Cuadro 18

NICARAGUA: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1983

Líneas	Longitud km	Voltaje nominal
<u>Total líneas 138 kV</u>	<u>910</u>	
<u>Total líneas 230 kV</u>	<u>250</u>	
<u>Total líneas</u>	<u>1 160</u>	
Centro América-Sébaco	28	138
Sebaco-Tipitapa	78	138
Sébaco-Carlos Fonseca	33	138
Carlos Fonseca-Malpasillo	37	138
Malpasillo-León	30	138
Carlos Fonseca-Managua	83	138
León-El Viejo	35	138
Tipitapa-Masaya	21	138
Tipitapa-Boaco	50	138
Boaco-Santa Rita	26	138
Santa Rita-Acoyapa	60	138
Los Brasiles-Frontera Costa Rica	150	230
Sébaco-Estelí	40	138
Estelí-Yalagüina	48	138
León-Frontera Honduras	76	138 ^{a/}
Los Brasiles-Managua	10	138
Puerto Nicaragua Los Brasiles	54	230
Puerto Nicaragua-León	46	230
Acayopa-La Gateada	47	138
Los Brasiles-Nejapa	7	138
Nejapa-Sur	9	138
Sur-Oriental	7	138
Los Brasiles-Momotombo	56	138
Masaya-Nandaime	18	138
Nandaime-Rivas	49	138
Tipitapa-Oriental	13	138
Oriental-Managua	9	138
Momotombo-León	40	138

a/ Diseñada en 230 kV.

Cuadro 19

COSTA RICA: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1983

Líneas	Longitud km	Voltaje nominal
<u>Total líneas 138 kV</u>	<u>700</u>	
<u>Total líneas 230 kV</u>	<u>455</u>	
<u>Total líneas</u>	<u>1 235</u>	
Arenal-Barranca	67	230
Arenal-Barranca	67	230
Arenal-Corobicí	9	230
Corobicí-Cañas	7	230
Cañas-Liberia	44	230
Cañas-Barranca	68	230
Barranca-La Caja	61	230
Barranca-La Caja	61	230
Cañas-Guayabal	58	138
Cañas-Colorado	27	138
Barranca-Juanilama	6	138
Garita-Naranjo	17	138
Garita-Alajuela	18	138
Alajuela-La Caja	10	138
La Caja-Desamparados	15	138
La Caja-Alajuelita	14	138
La Caja-Colima	9	138
Juanalama-Garita	35	138
Este-Colima	19	138
Concavas-Río Macho	8	138
Río Macho-Cachí	15	138
Río Macho-Cahí	15	138
Moín-Siquerres	50	138
Siquerres-Cachí	47	138
Cachí-Este	28	138
Cachí-Sabanilla	35	138

/(continúa)

Cuadro 19 (Conclusión)

Líneas	Longitud km	Voltaje nominal
Este-Alajuelita	19	138
Cahí-Moín	97	138
Heredia-Colima	5	138
Colima-Sabanilla	6	138
La Caja-Heredia	7	138
Desamparados-Este	10	138
Este-Concavas	21	138
Este-Río Macho	24	138
Río Macho-San Isidro	56	138
San Isidro-Río Claro	110	138
Liberia-Frontera Nicaragua	71	230

Cuadro 20

PANAMA: LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES A 1983

Líneas	Longitud km	Voltaje nominal
<u>Total líneas 115 kV</u>	<u>489</u>	
<u>Total líneas 230 kV</u>	<u>967</u>	
<u>Total líneas</u>	<u>1 456</u>	
David-Puerto Armuelles	60	115
David-Los Valles	25	115
David-La Estrella	25	115
David A-La Fortuna	37	230
David B-La Fortuna	37	230
David A-San Félix	62	230
David B-San Félix	62	230
San Félix-Divisa	155	230
San Félix-Divisa	155	230
Divisa-Panamá	178	230
Divisa-La Chorrera	139	230
Divisa-Santiago	41	115
Divisa-Agua Dulce	19	115
Divisa-La Arena	48	115
Panamá-Bayano	81	230
Panamá-Chilibre A	22	230
Panamá-Chilibre B	22	115
Panamá-Cerro Viento	11	115
Panamá-Cerro Viento	11	115
Panamá-Cáceres	1	115
Panamá-Locheria	7	115
Panamá-Santa María	1	115

/(continúa)

Cuadro 20 (Conclusión)

Líneas	Longitud km	Voltaje nominal
Cerro Viento/San Francisco	11	115
Santa María-Cáceres	1	115
Cáceres-Loceria	7	115
Cáceres-Marañón	11	115
Marañón-Loceria	5	115
Cáceres-Bahía Las Minas	55	115
Cáceres-Bahía Las Minas	55	115
Bahía Las Minas-Chilibre A	31	115
Bahía Las Minas-Chilibre B	31	115
Chilibre A-C. Larga	11	115
La Chorrera-Panamá	39	230

