



NACIONES UNIDAS
CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/VII/3
16 de noviembre de 1979

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)
Séptima reunión
(México, D.F., 21 a 23 de noviembre de 1979)

ESTUDIO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO

Aplicación del Modelo MGI al estudio

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

1000

INDICE

	<u>Página</u>
Introducción	1
I. Descripción del modelo	3
1. Planteamiento general	3
2. Condiciones y criterios	4
a) Extensión del estudio	4
b) Representación de la demanda	4
c) Regionalización	4
d) Criterio de seguridad	5
e) Criterio económico	5
3. Condiciones de abastecimiento	6
4. Representación de las centrales hidroeléctricas futuras	7
a) Variables de potencia instalada	7
b) Restricciones de potencia instalada	9
c) Aportes de energía	9
d) Variables de operación	10
e) Restricciones de operación del embalse	10
f) Otras restricciones	11
5. Centrales térmicas a vapor y turbinas a gas futuras	11
a) Variables de capacidad	12
b) Variables de operación	12
c) Restricciones	12
6. Centrales geotérmicas	13
a) Variables	13
b) Aportes	13
c) Limitación de los recursos disponibles	13
7. Sistema de transmisión	14
a) Variable de capacidad	14
b) Variables de operación	14
c) Restricciones	14

	<u>Página</u>
8. Equipamiento existente	15
9. La función de costo	15
a) Actualización de las inversiones	15
b) Actualización de los costos variables	16
II. Aspectos numéricos del Modelo MGI	17
1. Información básica	17
2. Tamaño de los modelos	17
3. Programa de computación	17
III. Resultados del modelo	18
1. Observaciones	18
2. Resultados	19
a) Guatemala	19
b) El Salvador	19
c) Honduras	20
d) Nicaragua	22
e) Costa Rica	21
f) Panamá	21
g) Sistema integrado	22
3. Uso de los resultados del Modelo MGI	24

INTRODUCCION

El Estudio Regional de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano, llevado a cabo por la CEPAL, tiene como objetivo principal, estimar los beneficios de una interconexión eléctrica entre los países del Istmo Centroamericano.

La metodología adoptada en el estudio^{1/} para definir los programas de obras de generación para cada uno de los países y para el Sistema Integrado, comprende la utilización sucesiva de los siguientes modelos matemáticos:

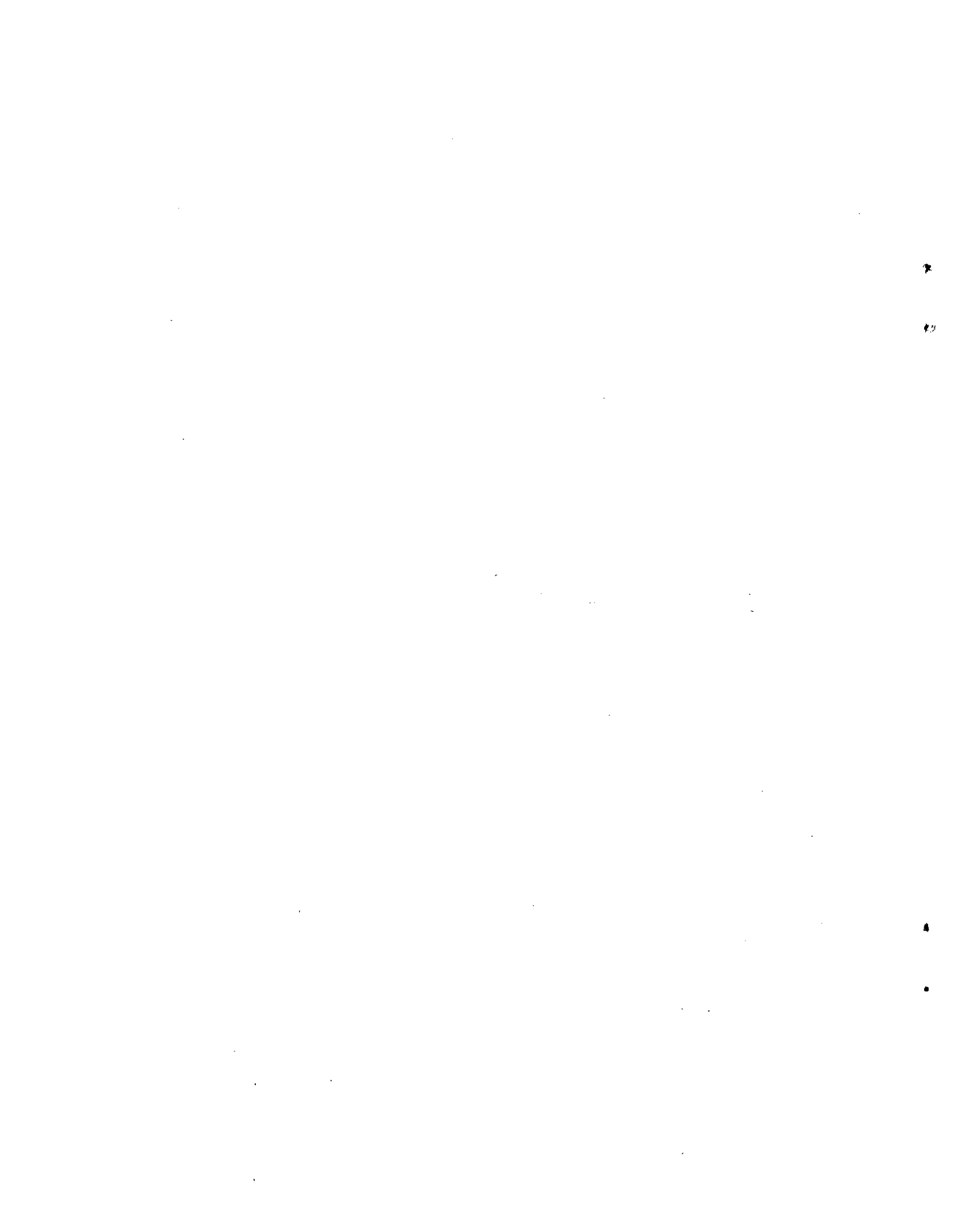
- Un Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI) planteado como problema de programación lineal que determina el programa óptimo de instalaciones para períodos plurianuales.

- La solución entregada por el MGI serviría de base para utilizar el modelo WASP con el cual se definiría en forma precisa la fecha de puesta en servicio de cada obra.

- Un tercer modelo se utiliza para hacer un análisis de las transferencias de energía entre países y determinar la red de transmisión.

En este informe se describe el planteamiento del modelo MGI empleado en el Estudio Regional de Interconexión y los resultados de su aplicación.

1/ Véase, CEPAL, Análisis comparativo de metodologías SIPSE, WASP, MGI, para su aplicación en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/IV/4).



I. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

1. Planteamiento general

Interesa determinar el programa de equipamiento óptimo de un sistema eléctrico dadas las alternativas de centrales y líneas de transmisión que abastezcan el consumo, tomando en cuenta las características de operación de centrales y sistemas de transmisión.

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:

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

.

.

.

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

$$X_j \geq 0 \text{ para todo } j$$

en que 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, características de operación de las centrales.

/2. Condiciones

2. Condiciones y criterios

a) Extensión del estudio

El lapso total considerado es de 16 años a partir de 1984, dividido en cuatro períodos: los dos primeros de tres años y los dos últimos de cinco años cada uno, como se indica a continuación:

<u>Período</u>	<u>Año de análisis</u>
1984 - 1986	Mayo 1986 - Abril 1987
1987 - 1989	Mayo 1989 - Abril 1990
1990 - 1994	Mayo 1994 - Abril 1995
1995 - 1999	Mayo 1999 - Abril 2000

La decisión de nuevas instalaciones resulta del análisis de abastecimiento del último año hidrológico de cada período.

b) Representación de la demanda

La demanda de cada año de análisis se representa por la potencia anual máxima y por la energía requerida en las cuatro estaciones en que se subdividió el año hidrológico: mayo-julio, agosto-octubre, noviembre-enero y febrero-abril.

c) Regionalización

Se han considerado seis centros de consumo correspondientes a cada uno de los países del Istmo. En ellos se supone concentrado el consumo y producción de cada país. Por este motivo las centrales deberán incluir en sus costos el sistema de transmisión real asociado a la construcción de la central y necesario para abastecer el consumo del nodo correspondiente.

/d) Criterio

d) Criterio de seguridad

El carácter aleatorio de la demanda y de los medios de producción, así como la necesidad de limitar a un nivel razonable el valor de las inversiones obligan a aceptar una cierta probabilidad de falla (no puede pretenderse disponer de medios de producción que se necesitarían para hidrologías muy desfavorables y demandas muy altas, ambos casos con probabilidades muy bajas de ocurrencia).

Se ha adoptado como criterio de seguridad en potencia, el abastecer el sistema con una reserva del 15% de la demanda máxima, y de energía el satisfacer la demanda en condiciones de seguridad hidrológica, 95%. Es decir, en un 95% de los casos los aportes a las centrales hidroeléctricas serán mayores.

Se acepta que la seguridad de abastecimiento, 95% para el sistema, queda bien representado por la suma de aportes de seguridad 95% para cada central separadamente. Estos aportes corresponden a un año real de seguridad 95% definida según un ajuste de Hazen a las energías generables por las centrales.

e) Criterio económico

El objetivo es minimizar el costo de abastecimiento del sistema con el aporte promedio de las centrales hidroeléctricas, pero sujeto a las restricciones de seguridad mencionadas. (El costo se refiere al valor actualizado al año de inicio del estudio (1984) de los desembolsos en materia de inversión en obras nuevas y de operación de la totalidad del sistema.)

3. Condiciones de abastecimiento

Las restricciones de abastecimiento para cada período son:

- Potencia garantizada: La demanda máxima anual más una reserva de 15% debe ser abastecida por el aporte neto de las centrales instaladas.

En el Sistema Integrado, la demanda máxima es menor que la suma de las demandas máximas de los países, lo que se toma en cuenta disminuyendo la demanda máxima de cada país.

- Energía garantizada en cada estación: La demanda de energía de cada estación debe ser abastecida con el aporte de las centrales hidráulicas en año seco. (95%).

- Energía promedio en cada estación: La demanda de energía de cada estación debe ser abastecida considerando para las centrales hidroeléctricas los aportes promedio de energía.

Las restricciones de potencia y energía anteriores constituyen objetivos de garantía del sistema y son las 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. Las restricciones de abastecimiento con aportes promedio determinan las condiciones y el costo de explotación del sistema en año medio.

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

Los tipos de equipamiento futuro considerados son: centrales hidroeléctricas; centrales geotérmicas; centrales termoeléctricas convencionales a petróleo; turbinas de gas y sistemas de transmisión entre nodos.

Como se verá en los párrafos siguientes con mayor detalle, las producciones de las centrales térmicas están representadas explícitamente por variables. Las generaciones de centrales hidroeléctricas son una función lineal de la potencia instalada. Para las centrales existentes, si su aporte tiene costo nulo (potencia térmica, energía hidráulica), se restan de la demanda; en caso contrario (generación de térmicas existentes), son representadas explícitamente por variables.

4. Representación de las centrales hidroeléctricas futuras

Las alternativas hidroeléctricas presentan características individuales importantes que las diferencian entre sí (potencia instalada, régimen hidrológico, capacidad de regulación).

a) Variables de potencia instalada

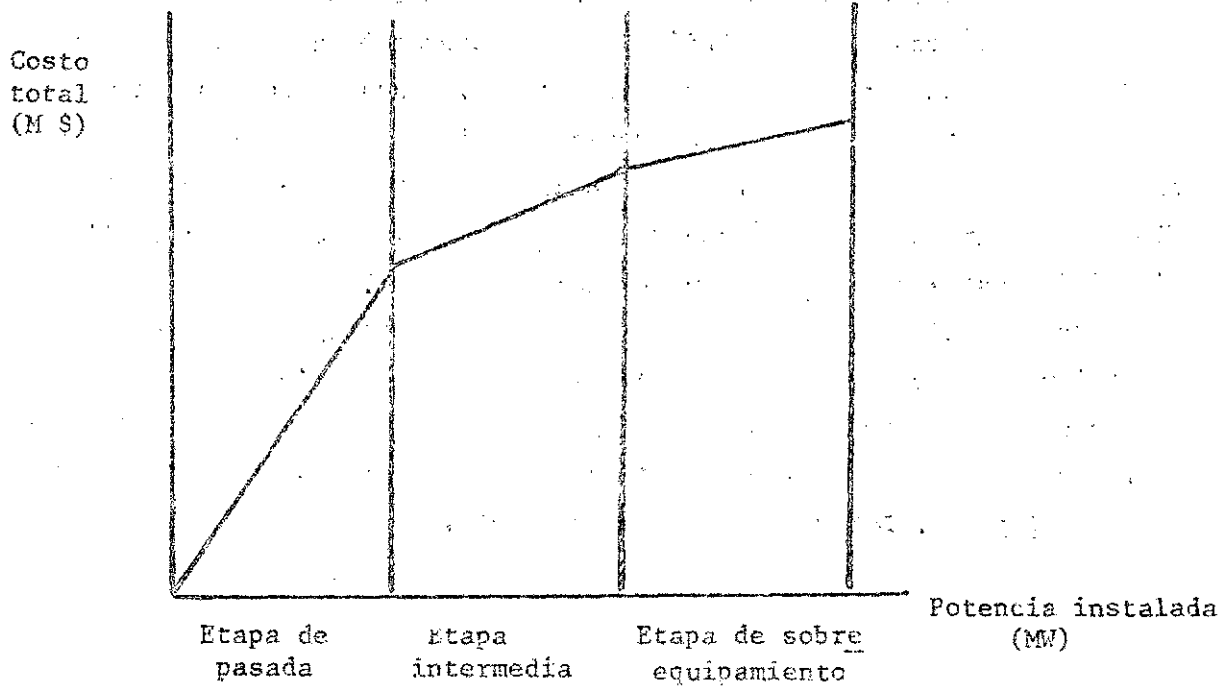
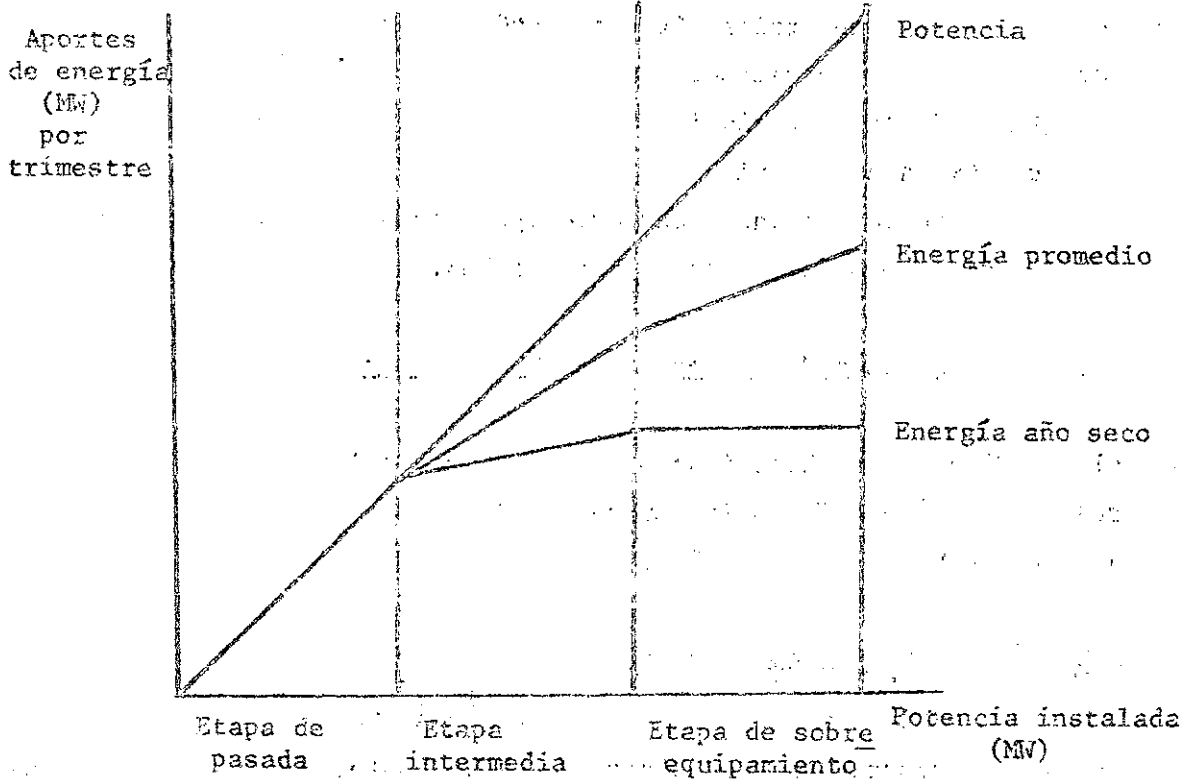
Una de las incógnitas del problema es saber hasta qué punto conviene desarrollar un recurso hidroeléctrico. Por lo tanto, la capacidad de las centrales futuras es una variable importante de representar.

Tanto el costo de inversión como la generación anual 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 total en varias etapas o subcentrales ficticias, para cada una de las cuales se puede suponer una variación lineal de costos de inversión y aportes de energía.

En el Gráfico 1 se presentan las características típicas de una central y su descomposición en etapas. Los nombres asignados a las etapas son "de 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.

Gráficos 1

CARACTERISTICAS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS



/b) Restricciones

b) Restricciones de potencia instalada

Las variables de capacidad para cada período son independientes, de modo que la central puede instalarse en distintos períodos. Las restricciones establecen que, para cada período la potencia total instalada en cada etapa de la central no debe superar al máximo, descontando en su caso la potencia instalada en la etapa previa.

Se respeta la capacidad máxima de la central aceptando que la suma de las potencias instaladas en pasada en todos los períodos debe ser inferior o igual al máximo.

Una etapa sólo puede requerirse una vez completada la etapa anterior. Sin embargo, en términos lineales, sólo puede plantearse 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 (de pasada e intermedia e intermedia y de sobreequipamiento) y como limitación para la potencia máxima intermedia y de sobreequipamiento; 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, es la suma de las variables del mismo tipo correspondientes de los períodos anteriores hasta el período en estudio inclusive.

c) Aportes de energía

Para representar los aportes de las centrales, se han estudiado las energías en trimestres definidos en función de la potencia instalada. Estas curvas de energía garantizada y de energía media en cada estación, se han linealizado para cada una de las subcentrales o etapas que representan la central (como puede verse en el Gráfico 1).

Esto quiere decir que para cada etapa existe un aporte de energía constante por unidad de potencia instalada en cada uno de los trimestres.

Por otra parte las potencias instaladas en centrales en un período contribuyen al abastecimiento de ese período y los siguientes.

La determinación de la energía generable en promedio y año seco para distintas potencias instaladas se hizo empleando el programa OPEHID, versión modificada del Programa de Operación Simulada de una Central Hidroeléctrica elaborado por ENDESA.

La operación simulada de la central para distintas potencias se hizo exigiendo una generación mínima en cada trimestre y un traspaso máximo de las estaciones húmeda a la seca. Esta energía ya regulada es la que se definió como aporte de la central. Sin embargo, para aquellas centrales con una capacidad de embalse muy importante frente al sistema se definió una variable de operación del embalse que se explica en el párrafo siguiente.

d) Variables de operación

Para las centrales hidroeléctricas que poseen una capacidad de embalse que les permite una regulación estacional se ha definido una variable que representa la energía traspasada de un trimestre a otro.

Se ha utilizado una sola variable de traspaso tanto para el año hidrológico promedio como para el seco. Cuando la capacidad del embalse es importante con respecto al consumo, su operación dependerá del resto de las instalaciones existentes. Por este motivo, el valor de la variable de operación puede ser distinto en cada período.

e) Restricciones de operación del embalse

Se deben imponer tres condiciones a los traspasos de energía entre trimestres:

- No debe sobrepasar un cierto volumen máximo definido, éste por la capacidad del embalse, limitaciones de riego o razones de seguridad.

- No pueden sobrepasar los aportes disponibles en el trimestre, menos la energía exigible a la central durante dicho período, por razones de potencia. Se ha supuesto que las exigencias por razones de potencia corresponden a una generación de 150 horas de potencia máxima.

- No deben ser superiores a la potencia sobrante en el trimestre en consideración, es decir, la potencia instalada en la central menos el aporte natural en el trimestre.

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 plantearla en el sistema de restricciones. Por lo menos puede decirse que basta plantear la segunda restricción para hidrología seca y la tercera, para hidrología media.

f) Otras restricciones

En Nicaragua se presenta el caso de proyectos mutuamente excluyentes y relacionados entre sí pues sólo es posible la existencia simultánea de Copalar 1 y Tumarín 6 o Copalar 2 y Tumarín 4. Se ha establecido una serie de desigualdades lineales que ligan los proyectos en grupos de tres de modo que la instalación de cada uno de ellos limita el desarrollo de los dos que son incompatibles y dejan el cuarto libre para ser instalado.

5. Centrales térmicas a vapor y turbinas a gas futuras

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.

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.

En cada período se ha adoptado una unidad de tamaño máximo posible, equivalente a un 15% de la demanda máxima anual, el que está reflejado en el costo correspondiente, siendo la potencia a instalar una variable continua.

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 operación

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 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, se ha considerado sólo una en cada período, que representa la generación de todas las centrales térmicas nuevas instaladas hasta ese período.

c) Restricciones

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

/i) La generación

i) La generación de las centrales térmicas está limitada a un máximo determinado por la potencia instalada, la disponibilidad por períodos de mantenimiento programados y fallas eventuales. Esta generación en MW medios se define mediante un factor de planta máximo que multiplica la potencia instalada.

ii) Se exige una generación mínima a las centrales térmicas que depende del tipo de plantas de que se trata.

6. Centrales geotérmicas

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, estas centrales operarían de manera continua en la base de la curva de demanda. Su aporte está limitado solamente por las fallas y los períodos de mantenimiento. Por este motivo se les ha dado un tratamiento muy similar a las centrales hidroeléctricas de pasada.

a) Variables

Se define solamente la variable de capacidad neta 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 de los recursos disponibles

Los recursos geotérmicos disponibles se limitan en cada período a las posibilidades de desarrollo de pozos productivos. Se ha considerado que aquellos recursos posibles de desarrollarse y no seleccionados por el programa en un período podrían ser agregados al desarrollo posible del período subsecuente a través de una restricción que se impone en cada período.

7. Sistema de transmisión

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 (dólares/kW transmitido) que representa la capacidad adicional de transmisión a instalar en cada período.

b) Variables de operación

Las variables de operación corresponden a las transferencias que se efectúan en cada bloque que representa las demandas para cada período a través de las nuevas líneas de transmisión. Las variables de operación disminuyen la energía disponible en el nodo exportador y aumentan esa energía, disminuida por la pérdida de la línea, al nodo importador.

c) Restricciones

La potencia transmitida no puede superar a la capacidad instalada inicial y la adicionada hasta el período en estudio.

En los trimestres sólo aparecerán transmisiones en un solo sentido especificando que la suma de dichas transmisiones debe ser menor que la capacidad instalada.

8. Equipamiento existente

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, con aportes garantizados sin un aumento del costo esperado de abastecimiento, se ha restado a la demanda de potencia el aporte constante que significa las centrales existentes.

De igual forma, los aportes de energía de las centrales hidroeléctricas se restan de la demanda por abastecer. Para las centrales térmicas a vapor, diesel o a gas, la operación en año medio y seco se ha representado por la variable de generación en cada trimestre y cada período.

La capacidad de embalse de las centrales hidroeléctricas existentes, se ha representado por una variable de traspaso de energía entre trimestres, 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 es una función lineal de las variables (incógnitas) del problema y comprende dos términos, actualizados a la fecha inicial del período de estudio:

a) Actualización de las inversiones

El costo de inversión es función de los equipamientos construidos; se consideran renovaciones hasta el infinito y se le agregan los costos fijos de operación.

La inversión se concentra a principios del segundo año del período de tres y en el tercer año del período de cinco.

El coeficiente de costo de la variable de instalación representa 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

b) Actualización de los costos variables

Las variables de operación de las centrales térmicas corresponden a la generación de la central para el abastecimiento del último año del período. Sin embargo, los coeficientes de costo de generación se han calculado aceptando una variación lineal de la generación de las centrales a lo largo del período. En el cuarto período se ha agregado el valor correspondiente a la generación del 17 al infinito manteniendo la situación correspondiente a este último año.

II. ASPECTOS NUMERICOS DEL MODELO MGI

1. Información básica

En este informe no se entrará en detalle sobre las previsiones de demanda, las centrales existentes ni las características de costo y de operación de cada uno de los proyectos hidroeléctricos y alternativas termoeléctricas, pues éstas se describen en "Informaciones básicas para los estudios de desarrollo a largo plazo y de operación simulada" (CCE/SC.5/GRIE/VI/3).

2. Tamaño de los modelos

Elaborando esa información básica de acuerdo a las necesidades del planteamiento descrito en este Informe se llegó a formar, para cada país y para el Sistema Integrado, el conjunto de desigualdades lineales cuya magnitud se detalla a continuación:

<u>País</u>	<u>No. de ecuaciones</u>	<u>No. de variables</u>
Guatemala	279	285
El Salvador	200	169
Honduras	229	216
Nicaragua	280	236
Costa Rica	270	270
Panamá	242	279
Sistema Integrado	1 760	1 911

3. Programa de computación

Los modelos fueron resueltos con el programa de biblioteca APEX-III de programación lineal en el computador CDC Cyber 70 de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos de México.

III. RESULTADOS DEL MODELO

1. Observaciones

Para cada país se presentan a continuación los resultados obtenidos en la aplicación del MGI. Es importante hacer notar que:

- Las soluciones que se muestran corresponden a la óptima obtenida y no se han indicado las iteraciones necesarias para llegar a ella. En este proceso sí bien se obtienen soluciones intermedias que es necesario ajustar, entregan información muy útil respecto a la competitividad de las alternativas y su prioridad.

- Dado que el MGI está planteado como una etapa cuyos resultados sirven de base al modelo WASP-3 que afina los resultados, es aceptable permitir ciertas divergencias que normalmente se presentan en la potencia de centrales térmicas con respecto al correspondiente costo unitario empleado. En el caso de las centrales hidráulicas se adoptó para el modelo WASP el anteproyecto con potencia instalada más cercana a la solución del MGI.

- Cuando fue necesario estudiar modificaciones en el plan de instalaciones, una vez obtenida la solución óptima del MGI y WASP, sólo se hizo modificando la lista de entrada de centrales hidroeléctricas y la oferta de unidades térmicas al WASP con base en el conocimiento obtenido en las pasadas intermedias del MGI sin correr nuevamente éste último. Por este motivo, los programas definitivos obtenidos con el WASP pueden diferir de la solución del MGI aquí presentada.

- La potencia de centrales térmicas a vapor, a gas y geotérmicas son netas. Corresponden a unidades de 25 MW para turbinas a gas, unidades de 35 MW para centrales geotérmicas y para térmicas a vapor, corresponde a unidades de un tamaño típico que es función de la demanda máxima del país en cada período (10% a 15% de la demanda máxima).

/2. Resultados

2. Resultados

a) Guatemala

El programa óptimo de instalaciones de generación para Guatemala es fundamentalmente hidroeléctrico junto con el desarrollo de los recursos geotérmicos al máximo disponible. Aparecen potencias importantes en unidades térmicas a vapor y gas en el último período al agotarse los recursos hidroeléctricos más atractivos. El costo total actualizado del programa es 1 044 millones de dólares.

<u>Período</u>	<u>Instalaciones</u>
1984 - 1986	Atitlán (45 MW), Tzucanca (90 MW), El Arco (40 MW), Geotérmica (34 MW).
1987 - 1989	Chicoc (100 MW), Kalalá (500 MW), Geotérmica (67 MW).
1990 - 1994	San Juan (150 MW), Estrella Polar (60 MW), Altavista (20 MW), Semic (50 MW), Geotérmica (70 MW), Turbinas a gas (99 MW).
1945 - 1999	Polochic (120 MW), Geotérmica (67 MW), Térmicas a vapor (614 MW), Turbinas a gas (224 MW).

El desarrollo de numerosos proyectos pequeños en el primer período se justifica porque son muy económicos pero en número tal que puede no ser factible en la práctica. Al prohibir estos proyectos en el primer período, ellos son reemplazados por turbinas a gas y postergados al segundo período. Entre los proyectos de mayor capacidad Chicoc aparece antes que Kalalá. Un programa en el cual se desplazan los proyectos pequeños por aquellos a los cuales el INDE ha dado mayor prioridad se estudió con el modelo WASP.

b) El Salvador

Para El Salvador la solución incluye térmicas a vapor y turbinas a gas, además de agotar los recursos geotérmicos e hidroeléctricos con un costo total de 1 255 millones de dólares.

/Período

<u>Período</u>	<u>Instalaciones</u>
1984 - 1986	Geotérmicas (34 MW), Turbinas a gas (110 MW).
1987 - 1989	Ampliación 5 de Noviembre (62 MW), Geotérmicas (67 MW), Zapotillo (150 MW), Térmicas a vapor (100 MW).
1990 - 1994	Ampliación 5 de Noviembre (62 MW), Geotérmicas (67 MW), Térmicas a vapor (153 MW), Turbinas a gas (131 MW).
1995 - 1999	Paso del Oso (60 MW), Geotérmicas (70 MW), Térmicas a vapor (425 MW), Turbinas a gas (243 MW).

Al incluir el proyecto El Tigre como alternativa de abastecimiento, este proyecto aparece en el tercer período con 720 MW, desapareciendo del programa Zapotillo y Paso del Oso con una disminución del costo total de 153 millones de dólares.

c) Honduras

La puesta en servicio de El Cajón en 1984 permite abastecer el sistema durante los dos primeros períodos del MGI. Posteriormente aparece Cuyamel y centrales térmicas en el cuarto período. El costo total actualizado es de 374 millones de dólares.

<u>Período</u>	<u>Instalaciones</u>
1984 - 1986	-
1987 - 1990	-
1991 - 1994	Cuyamel (676 MW).
1995 - 1999	Térmicas a vapor (154 MW), Turbinas a gas (75 MW).

/d) Nicaragua

d) Nicaragua

La solución del MGI incluye Brito en el segundo periodo, Copalar 2 en tercero y Tumarín 4 y Mojolka en el cuarto y agota los recursos geotérmicos propuestos, e instala además centrales térmicas en el primero.

La alternativa con Copalar 1 y Tumarín 6 no tiene un costo significativamente distinto del programa anterior.

<u>Periodo</u>	<u>Instalaciones</u>
1984 - 1986	Térmicas a vapor (26 MW), Turbinas a gas (124 MW), Geotérmica (34 MW).
1987 - 1989	Brito (150 MW), Geotérmicas (67 MW).
1990 - 1994	Copalar 2 (480 MW), Geotérmicas (67 MW).
1995 - 1999	Tumarín 4 (240 MW), Mojolka (180 MW), Geotérmicas (67 MW), Térmicas a vapor (221 MW).

e) Costa Rica

Para Costa Rica el modelo indica una solución de desarrollo fundamentalmente hidreléctrico. En el primer periodo se instalan centrales pequeñas de pasada que son muy económicas. Luego, con la instalación Boruca, se abastece el crecimiento del consumo por la década de 1990. El costo total es de 566 millones de dólares. En el modelo WASP se permitió un adelanto de Boruca al segundo periodo, desplazando otras hidroeléctricas.

<u>Periodo</u>	<u>Instalaciones</u>
1984 - 1986	Ventanas-Garita (50 MW), Geotérmicas (34 MW).
1987 - 1989	Angostura-Izarco (20 MW), Pirris (40 MW), San Fernando (30 MW).
1990 - 1999	Boruca (1 100 MW).

f) Panamá

Para Panamá el programa entregado por el MGI es fundamentalmente hidroeléctrico con instalaciones a vapor sólo a fines del periodo de estudio. El costo total resulta 950 millones de dólares.

/ Periodo

<u>Período</u>	<u>Instalaciones</u>
1984 - 1986	Teribe C3-2 (100 MW), Teribe C7-2 (64MW).
1987 - 1989	Teribe C2-2 (150 MW), Culubre G3-2 (145 MW).
1990 - 1994	Changuinola D2-2 (240 MW), Culubre F1-2 (100 MW).
1995 - 1999	Teribe B2-2 (104 MW), Changuinola H1-1 (210 MW), Térmicas a vapor (220 MW).

g) Sistema integrado

La solución del modelo MGI para el Sistema Integrado consiste en un desarrollo hidroeléctrico y geotérmico. El costo total del programa llega a 4 550 millones de dólares.

<u>Período</u>	<u>Instalaciones</u>
1984 - 1986	El Arco (40 MW), Tzucanca (30 MW), Atitlán (45 MW), Alta Vista (20 MW), Ampliación 5 de Noviembre (64 MW), Palomo (40 MW), Ventanas-Garita (75 MW), Geotérmicas en Guatemala (67 MW), El Salvador (34 MW), Nicaragua (34 MW) y Costa Rica (34 MW).
1987 - 1989	Estrella Polar (60 MW), Chicoc (200 MW), Samuc (100 MW), Pirris (100 MW), San Fernando (90 MW), Boruca (600 MW), Teribe C2-2 (160 MW), Geotérmicas en el Salvador (67 MW) y Nicaragua (67 MW).
1990 - 1994	San Juan (170 MW), Xalalá (300 MW), El Tigre (700 MW), Cuyamel (700 MW), Brito (200 MW), Copalar 2 (300 MW), Angostura-Izarco (160 MW), El Brujo (150 MW), Geotérmicas en Guatemala (134 MW), El Salvador (67 MW) y Nicaragua (67 MW).

/Período

<u>Período</u>	<u>Instalaciones</u>
1995 - 1999	Polochic (120 MW), Cuyamel (400 MW), Tumarín 4 (150 MW), El Palmar (50 MW), El Cedro (180 MW), Tayutic (80 MW), Purrirres (80 MW), Turrubarés (100 MW), Guayabos (180 MW), Culubre F1-2 (100 MW), Culubre G3-2 (200 MW). Térmicas a vapor en Guatemala (528 MW) y El Salvador (541 MW), Geotérmicas en Guatemala (67 MW), El Salvador (67 MW), Nicaragua (67 MW) y Costa Rica (202 MW).

Aparecen líneas de transmisión en el primer período entre Guatemala-El Salvador, Nicaragua-Costa Rica-Panamá. En el segundo período nuevas líneas entre Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá. En el tercer período entre Guatemala-Honduras, El Salvador-Honduras y Honduras-Nicaragua. En el cuarto período aparecen nuevos circuitos entre Guatemala-Honduras, Honduras-Nicaragua y Nicaragua-Costa Rica.

En el modelo WASP la prioridad de entrada de los proyectos hidroeléctricos que aparecen en cada período se hizo aprovechando los antecedentes que entregaron las pasadas de los países individuales.

El costo de abastecimiento del Sistema Integrado es 878 millones de dólares más bajo que la suma de los costos de abastecimiento individuales. De esta diferencia, 150 millones corresponden a la entrada de El Tigre en El Salvador.

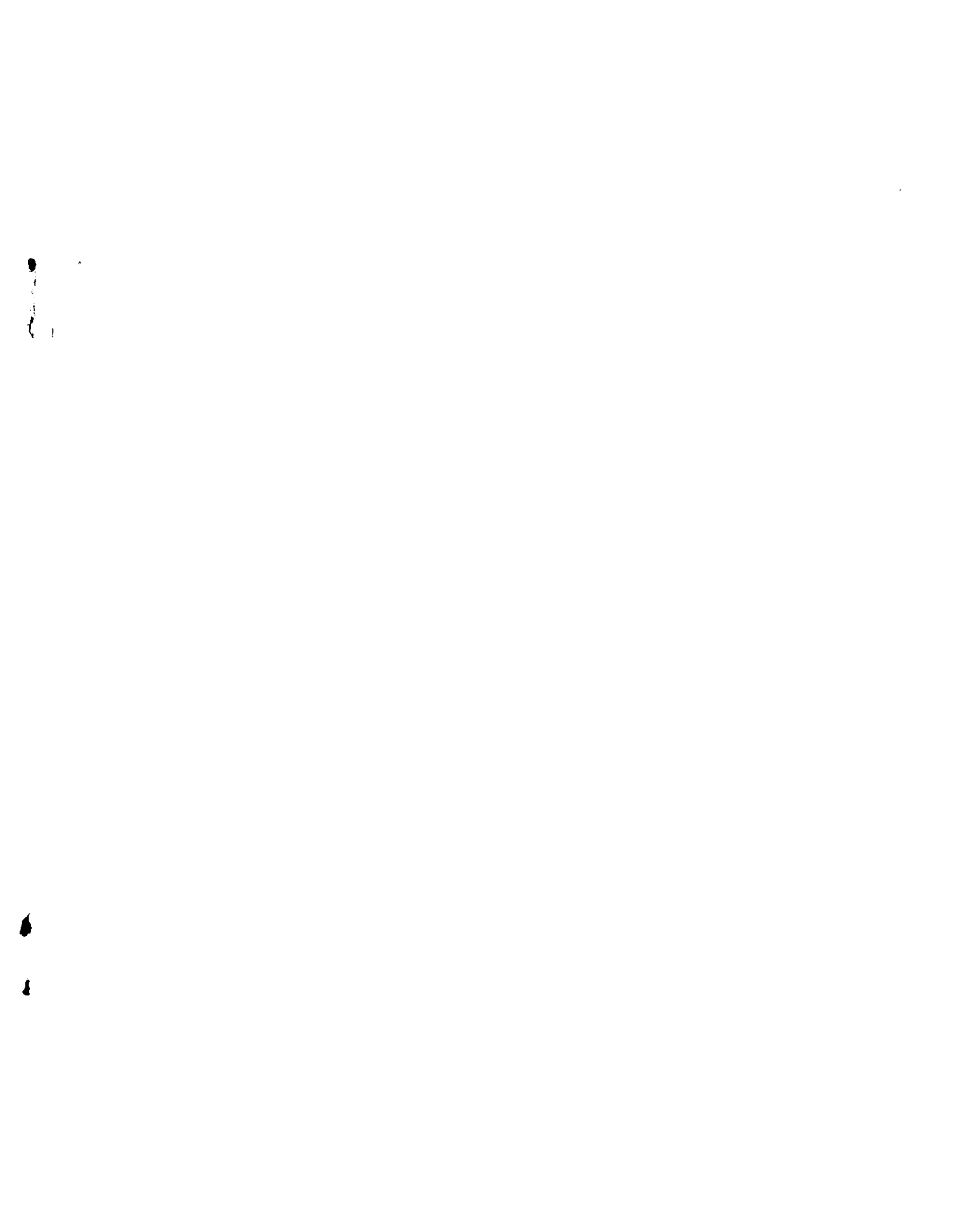
En todo caso ésta es una primera estimación que será afinada con el modelo WASP que representa en forma más detallada el abastecimiento, y sus resultados definirán más precisamente las necesidades de transmisión. Este modelo también se usará para analizar programas alternativos de desarrollo integrado.

3. Uso de los resultados del Modelo MGI

De acuerdo a la metodología empleada para determinar los programas de obras de generación, los resultados del modelo MGI se han usado como información de entrada al modelo WASP-3 para:

- Definir la potencia de cada proyecto hidroeléctrico.
- Elaborar el orden de prioridad de las dos listas de proyectos hidroeléctricos que forman las alternativas de expansión.
- Formar un conjunto de configuraciones de expansión o tunel inicial con la seguridad de estar en la zona del óptimo regional y evitar así el riesgo de llegar a óptimos locales.

Los resultados de este proceso, excepto para Nicaragua y el Sistema Integrado, se detallan en el informe CEPAL "Planeación de las adiciones de generación para los sistemas nacionales. Resultados preliminares" (CCE/SC.5/GRIE/VI/5) presentado a la Sexta Reunión del GRIE en Costa Rica. Con base en los comentarios y la información adicional proporcionada por cada uno de los países en esa reunión, se afinaron los procesos del WASP. Los resultados definitivos aparecen en el informe "Planificación de las adiciones de generación" (CCE/SC.5/GRIE/VII/5) que se presenta a la VII Reunión del GRIE.



1

2