



NACIONES UNIDAS
CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/IV/4
Febrero de 1977

ORIGINAL: ESPAÑOL

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

Cuarta reunión
Panamá, Rep. de Panamá, 24 a 26 de febrero de 1977

ANALISIS COMPARATIVO DE LAS METODOLOGIAS SIPSE, WASP Y MGI
PARA SU APLICACION EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

INDICE

	<u>Página</u>
I. Introducción	1
II. Planteamiento del problema	2
1. Objetivos	2
2. Fuentes de beneficio	2
III. Definición de alternativas de interconexión	6
1. Alternativa A. Países aislados	6
2. Alternativa B. Sistema regional con desarrollo integrado	6
3. Alternativa C. Sistema regional con desarrollo aislado	7
IV. Análisis de beneficios	8
V. Comparaciones metodológicas	10
1. Metodologías disponibles	10
2. Análisis de los aspectos más relevantes de las metodologías	10
3. Conclusiones	13
VI. Estudio de la red de transmisión	15
1. Generalidades	15
2. Métodos de estudio	15
3. Modelo de análisis de flujos lineales	16
4. Modelo de análisis de flujos reales	17
5. Confiabilidad de la red	17
6. Justificación económica	17
VII. Proposición de una metodología para el estudio de interconexión	18
1. Etapas	18
2. Estudio del desarrollo a largo plazo	19
3. Estudios de operación	19
4. Estudios de transmisión	20
5. Justificación económica de las interconexiones	20
Anexo: Breve descripción de los modelos de la metodología SIPSE y de los modelos WASP y MGI	25

I. INTRODUCCION

La determinación de las ventajas económicas provenientes de la posible interconexión de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano es un problema de características muy particulares y para el cual es difícil encontrar precedentes, tanto por el número de países involucrados como por el tamaño, grado de desarrollo y particularidades de sus sistemas. Como se sabe, las obras de este tipo que se han estudiado y realizado entre países corresponden, en general, a interconexiones de tipo marginal en las cuales el desarrollo de los sistemas no resulta afectado. En cambio, en el presente caso se desea analizar una gama de alternativas que va desde la evaluación de ahorros de combustible mediante trasposos de energía entre sistemas que se han desarrollado en forma aislada hasta el aprovechamiento óptimo de los recursos a nivel regional mediante la planificación conjunta de los sistemas.

La forma de abordar un estudio de esta naturaleza dependerá del grado de detalle con que se desee evaluar los beneficios. Un estudio de interconexión de sistemas aislados, dentro de un país, enfocado con criterio nacional, podría requerir solamente la determinación de los beneficios globales, mientras que la interconexión entre países requiere que se definan con algún detalle, los eventuales beneficios que se derivarían para cada uno de los sistemas, así como el orden de magnitud de los intercambios de energía.

Los estudios realizados para estimar los beneficios globales de una eventual interconexión entre los países del Istmo indican que aquellos podrían alcanzar una magnitud apreciable. Para la toma de decisiones en materia de interconexión, sin embargo, es preciso determinar la cuantía de los beneficios para cada país con un nivel de precisión y detalle aceptables.

Las consideraciones anotadas obligaron a realizar un estudio metodológico orientado a proponer un procedimiento de análisis que permita obtener resultados adecuados al caso en estudio, cuyas conclusiones se presentan en este informe. Se ha creído necesario además hacer una recapitulación sobre los objetivos del estudio de interconexión, el origen de los beneficios y de las herramientas de planificación de que se dispone.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1. Objetivos

En términos generales, los objetivos del estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano son estimar los beneficios que se derivarían de eventuales uniones entre los sistemas eléctricos de los seis países mediante:

- La definición de programas de desarrollo a largo plazo para cada uno de los sistemas y para ciertas alternativas de un sistema regional integrado.
- La estimación de los beneficios globales de la interconexión.
- La estimación de los intercambios de energía y potencia entre países.
- La definición del sistema de transmisión necesario para efectuar las transferencias de energía.
- La estimación de los eventuales beneficios para cada uno de los países.
- La justificación económica de las interconexiones parciales entre países.

2. Fuentes de beneficio

Los beneficios de una interconexión provienen de fuentes más o menos amplias según que:

1) La interconexión sea marginal y no modifique los programas de instalaciones de los sistemas involucrados.

2) La interconexión condicione la planificación de los sistemas, modificando en mayor o menor grado sus programas de desarrollo.

a) Interconexión con desarrollo aislado.

En este caso, los beneficios se derivan principalmente de una operación más económica de los equipos existentes mediante: el mejor aprovechamiento de centrales geotérmicas e hidroeléctricas las que al operar en el sistema interconectado disminuyen o eliminan derrames; aprovechamiento de las diferencias de rendimiento y costos de combustible de las unidades

/termoeléctricas;

termoeléctricas; aprovechamiento de la diversidad horaria y estacional de la demanda.

La operación coordinada de un sistema interconectado mixto hidrotérmico se traduce generalmente en un ahorro de combustible que implica beneficios por reducción de costos y de divisas.

Otra de las ventajas de la interconexión, desde el punto de vista operativo, consiste en el mejoramiento de la seguridad de servicio frente a salidas forzadas de equipos, al contar cada sistema con el respaldo del sistema vecino frente a situaciones de falla.

Aunque teóricamente es posible calcular el beneficio por aumento en seguridad de servicio --a partir del costo de la energía no servida y de probabilidades de pérdida de carga de los diversos equipos-- en la práctica es difícil disponer de cifras que permitan su estimación. Este aspecto se considerará como beneficio adicional de la interconexión sin pretender cuantificarlo.

b) Interconexión con desarrollo integrado.

Los beneficios se derivan, en este caso, de factores mucho más amplios, y varían según el grado de dependencia entre los sistemas de los países involucrados.

Pueden suponerse dos casos:

1) Planificación de los sistemas como una sola área, en el cual se aceptan cambios de prioridad y de fecha de puesta en servicio de los proyectos.

2) Planificación de los sistemas como multiárea, caso en el cual se aceptan alteraciones menores en los programas de obras, tales como postergaciones de uno a dos años y/o disminución de la reserva individual con respaldo en la línea de interconexión.

En estos casos las fuentes de beneficio se amplían, en mayor o menor grado, con respecto a las ya citadas, por la aparición de ahorros en inversión y operación provenientes de:

- Cambio de prioridad de los proyectos (adelanto de los más atractivos y la correspondiente postergación de otros; proyectos hidroeléctricos de países con mayores recursos eliminan o postergan instalaciones termoeléctricas en países de recursos hidroeléctricos escasos).

/- Disminución

- Disminución de la potencia total instalada por menor necesidad de reserva para una misma seguridad de servicio (existe un número mayor de unidades de tamaño relativo inferior en comparación con la demanda máxima).
- Disminución de la potencia total instalada por menor demanda total, debido a los factores de diversidad de demanda entre sistemas.
- Complementación hidrológica anual (porque los períodos secos no afectan en la misma forma a toda la región) y estacional (porque las temporadas seca y húmeda son algo diferentes en los países). En estas situaciones las centrales con embalses de regulación anual y plurianual juegan un papel muy importante.
- Economías de escala tanto en los proyectos hidroeléctricos como termoeléctricos (al permitir el sistema instalaciones de mayor tamaño).

c) Grado de detalle en la estimación de los beneficios

La selección de una metodología para evaluar los beneficios de la interconexión depende, principalmente, de dos factores:

- 1) El grado de detalle que se requiere en la representación de la oferta y demanda dentro de cada sistema (participación del tiempo).
- 2) El grado de detalle con que se desea separar los beneficios entre los sistemas involucrados. (distribución especial).

La evaluación de los beneficios provenientes de las fuentes anteriormente citadas es un problema de complejidad creciente a medida que se aumenta el grado de detalle con que se desean obtener los posibles intercambios de energía (anual, estacional, mensual, diario, horario). La tendencia a tratar de llegar al mayor detalle posible, se basa en el hecho observado de que, en general, el despacho diario u horario, permite beneficios mayores que los que se desprenden de un análisis efectuado con intervalos mayores. Sin embargo, esto implicaría igual grado de previsión en las informaciones básicas sobre proyecciones de demanda, forma a futuro de las curvas de carga, estimación de alzas en los precios de combustible, entre otras, lo cual es muy difícil de asegurar.

En lo que respecta a la definición de los beneficios específicos, pueden plantearse varias alternativas.

i) Evaluación de los beneficios globales. Se aplicaría a un país que desea interconectar sus sistemas internos con criterio de beneficio nacional o bien a una etapa previa de identificación de beneficios para el caso de varios países.

ii) Repartición de los beneficios por sistemas. En este caso sería necesario justificar cada una de las posibles interconexiones. Los beneficios globales serían iguales a la suma de los individuales si todas las interconexiones propuestas se justificaran económicamente. En caso contrario, la evaluación global e individual de beneficios debe repetirse considerando sólo los grupos de países cuya interconexión se recomendaría.

d) Cuantificación de beneficios

De las consideraciones expuestas se desprende que la cuantificación de los posibles beneficios de la interconexión exige, tanto para los sistemas aislados como para el sistema regional integrado:

1) La definición de los planes de instalaciones de obras de generación-transmisión.

2) La realización de estudios de operación de los sistemas bajo diversos supuestos.

De ese análisis se establecerían alternativas de interconexión entre todos o algunos grupos de los países del Istmo. La magnitud de las transferencias serviría para definir el sistema de transmisión necesario, así como su costo y determinar la justificación de las obras de interconexión. Eventualmente podría requerirse un proceso iterativo para estudiar, en el caso en que no todas las interconexiones se justifiquen, uniones parciales entre dos o más países.

Por último, conviene destacar que lo que interesa definir son los costos relativos de diversas alternativas, por lo cual los resultados del estudio pueden considerarse válidos en la medida que concuerden la metodología, las informaciones básicas, los criterios de abastecimiento y los parámetros económicos utilizados, etc.

III. DEFINICION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

Se ha mencionado anteriormente que existen diferentes alternativas de interconexión que significan un mayor o menor grado de dependencia para los sistemas nacionales. Como no es posible estudiar muchas de ellas, se ha considerado conveniente efectuar los estudios para un número reducido que cubra, sin embargo, las posibilidades definidas por situaciones extremas dentro de un esquema de integración eléctrica. De esta manera se podrá asegurar que los resultados obtenidos están dentro del rango donde cabe esperar se encuentren los beneficios de la interconexión. Ellas son:^{1/}

1. Alternativa A. Países aislados

En esta opción no se consideran interconexiones^{2/} y sirve de referencia para la estimación de beneficios.

2. Alternativa B. Sistema regional con desarrollo integrado

En esta variante se estima que los sistemas eléctricos siguen su desarrollo aislado sólo hasta 1984, --a base de los proyectos ya programados para los sistemas nacionales de generación-- y de ahí en adelante se supone una planificación regional de las nuevas instalaciones. La operación conjunta, como un sistema único sería a partir de 1981. La separación en dos períodos se justifica por el hecho de que el tiempo de construcción de los proyectos hidroeléctricos es de cinco a seis años, de modo que es difícil realizar cambios en la programación antes de 1984.

Los resultados preliminares indican que en esta alternativa los países deficitarios en recursos hidráulicos tienden a ser abastecidos por los países que cuentan con proyectos hidroeléctricos atractivos, por lo que resultan con cierto grado de dependencia.

^{1/} Se conserva la designación utilizada en otros informes.

^{2/} No se ha considerado la interconexión existente entre Honduras y Nicaragua.

Dentro de esta alternativa se podrían considerar dependencias parciales en las cuales éstas se limitan a una fracción predeterminada de las demandas (p.ej., 20%) y que se designaría como Alternativa B1. Sistema regional con desarrollo integrado y transmisiones limitadas. En todo caso sería recomendable estudiar la conveniencia de que el sistema de transmisión estuviese capacitado para operar con suficiente amplitud para situaciones de emergencia no previstas y/o cambios de política nacional en materia de dependencia.

3. Alternativa C. Sistema regional con desarrollo aislado

En esta opción se respetan los programas nacionales de adiciones de generación definidos por optimización de los sistemas aislados durante todo el período del estudio, mientras que la operación se optimiza en forma conjunta desde el inicio.

IV. ANALISIS DE BENEFICIOS

Partiendo de la base que el servicio eléctrico debe ser suministrado sin interrupción, el problema general por resolver en el estudio de abastecimiento a largo plazo de un sistema eléctrico es determinar un programa de obras y de operación que minimice el costo total actualizado de las inversiones más la operación. ^{3/}

^{3/} Si se conoce el costo para la economía de las restricciones de energía éste se incluye en el costo de operación, en caso contrario se definen previamente criterios de seguridad de abastecimiento.

En el presente caso la estimación de los beneficios de la interconexión resultará de la comparación de los costos de abastecimiento eléctrico para las distintas alternativas definidas anteriormente. El nivel de detalle con que se efectúe el estudio debe ser tal que permita evaluar las fuentes de beneficio mencionadas en el punto 2 del capítulo II.

En el cuadro que sigue se presentan, en orden arbitrario, las principales fuentes de beneficio y las condiciones que debe cumplir el método de cálculo para evaluarlas correctamente.

Fuentes de beneficio	Condiciones del método de análisis
Ahorro en inversiones por cambio de prioridades en los proyectos	Representación individual de características de generación y de costos de los proyectos hidroeléctricos. Deseable representación multinodal del sistema, con objeto de asignar cada proyecto al nodo correspondiente. Representación año por año de la operación, para apreciar posibles postergaciones en un país al aprovechar energía excedente de otro.
Aprovechamiento de la diversidad de la demanda	Inclusión de factor de diversidad previamente estudiado. Deseable estudios de operación a nivel de días típicos.
Ahorro por menor necesidad de reserva	Representación multinodal para apreciar la necesidad de reserva por país.
Complementación hidrológica anual	Representación año por año, a nivel mensual de la operación individualizando los proyectos hidroeléctricos.
Mejor aprovechamiento de la energía hidráulica a nivel mensual	Representación individual de centrales hidroeléctricas en la operación. Operación año a año durante el período de estudio a nivel mensual para distintas condiciones hidrológicas (a lo menos).
Mejor aprovechamiento de centrales termoeléctricas	Representación individual (o por grupos de características similares) de centrales térmicas. Operación a nivel mensual para distintas condiciones hidrológicas (a lo menos).

La complejidad del problema propuesto (6 países más dos o tres alternativas de interconexión, alrededor de 40 proyectos hidroeléctricos, 15 a 20 años de estudio de operación a nivel mensual y con hidrología variable) obligan a aceptar un compromiso entre el deseo de hacer un análisis lo más detallado posible y la necesidad de mantener el problema dentro de límites que hagan posible resolverlo.

La solución global con suficiente detalle del problema propuesto sólo es prácticamente factible para sistemas eléctricos pequeños.

El caso en estudio, debido a su tamaño es recomendable abordarlo planteándolo en las siguientes etapas:

- 1) Definición del sistema de generación a largo plazo mediante el empleo de un modelo de optimización que minimice el costo total de inversión y operación del sistema. Considerando esta última sin mayor detalle.
- 2) Estudio detallado de la operación del sistema, para definir con mayor precisión la fecha de puesta en servicio de las obras de generación y obtener los costos de operación año por año.
- 3) De indicarlo así los resultados obtenidos, se podría proceder a realizar los ajustes del caso a base de una repetición de los puntos 1 y 2 anteriores.

V. COMPARACIONES METODOLÓGICAS

1. Metodologías disponibles

La necesidad de considerar todas las alternativas posibles, tanto en el caso del desarrollo a largo plazo como en el de la operación de un sistema, ha llevado a desarrollar modelos matemáticos los cuales, pese a que adoptan una representación simplificada de la realidad, permiten obtener resultados adecuados con esfuerzos razonables.

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

En el estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano se han utilizado tres modelos (o grupos de modelos) de aplicación general con el ánimo de seleccionar aquél o la combinación de ellos que mejor se adapte tanto a los objetivos del estudio como a las características de los sistemas del Istmo. Ellos son:

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

En el anexo se describe sucintamente cada uno de los modelos. Pese a que la concepción metodológica de cada uno de ellos difiere bastante, la comparación se ha organizado de forma que se puedan apreciar sus diferencias fundamentales.

2. 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 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

características de los sistemas del Istmo y de acuerdo con la experiencia obtenida durante el desarrollo del estudio. Este análisis se realizará 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

Programas SIPSE (CONCENTRABLE, MNI, NOTA AZUL)

Representación de la operación a nivel mensual y para tres condiciones hidrológicas.

Representación de la demanda en 6 bloques para cada mes del año tipo.

Aleatoriedad de la demanda.

Valorización de la energía no servida como costo de operación.

Representación de características de producción y de costos de proyectos hidroeléctricos por categorías y no por proyectos específicos.

Representación continua de las adiciones de potencia hidráulicas y termoeléctricas.

Representación de la operación de proyectos hidroeléctricos mediante coeficientes deducidos del sistema existente y no por sus propias características de producción.

Sistema uninodal; no pueden representarse las transmisiones.

Selección de proyectos hidroeléctricos mediante costos marginales de desarrollo; (discutible cuando el nuevo proyecto es grande con relación al sistema).

Modelo MGI

Representación del sistema mediante 6 nodos y de un sistema de transmisión.

Utilización de criterios de seguridad independientes con respecto a las demandas de potencia y de energía.

Representación de cada central hidroeléctrica existente y futura mediante funciones de producción y de costo vs. potencia instalada.

Representación de la demanda por 3 productos en vez de una curva de carga.

Todas las funciones deber ser lineales.

Todas las variables son continuas (los ajustes a valores discretos deben hacerse por aproximaciones sucesivas imponiendo restricciones adicionales.)

/Selecciona

Ventajas

Desventajas

Modelo MGI (Continuación)

Selecciona la potencia óptima por instalar para el sistema de cada proyecto hidroeléctrico.

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 limitaciones en la dependencia de un sistema con respecto a otro.

Método de cálculo muy simple (MPS), con tiempos de computación reducidos.

Representación de dos condiciones hidrológicas (años seco y normal).

Modelo WASP

Cada año se estudia separadamente (en vez de utilizar períodos). Pueden seleccionarse hasta 12 períodos por año.

La curva de demanda es continua.

Cada proyecto hidroeléctrico se representa separadamente con su costo de generación media y su distribución de la generación por períodos del año.

Representación muy detallada de las centrales termoeléctricas (hasta 100 unidades no gemelas, curvas de rendimiento, generación mínima, etc.).

Inclusión de probabilidad de falla y períodos de mantenimiento para las plantas termoeléctricas.

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

No es capaz de seleccionar los proyectos hidroeléctricos más económicos. Su orden de entrada debe ser definido previamente.

Es uninodal.

Sólo se le entrega una alternativa de potencia para cada proyecto hidroeléctrico.

El criterio de seguridad se da sólo en potencia. Para sistemas con proporción hidráulica elevada, las soluciones pueden fallar en energía. Esto debe verificarse por fuera del modelo.

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.

Ventajas	Desventajas
Operación año por año.	Integra los proyectos hidroeléctricos para su ubicación en la curva de carga.
Hasta 12 períodos por año.	
Hasta 5 tipos de hidrología.	El año hidrológico tipo se aplica a la totalidad del sistema.
Hasta 100 plantas termoeléctricas no gemelas.	Uninodal.

3. Conclusiones

Como puede deducirse tanto de la lectura del anexo como de la comparación del cuadro anterior, las metodologías son muy diferentes en su concepción y 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:

1) 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). Por otro lado, para la planificación a largo plazo se ha considerado suficiente separar las temporadas seca y húmeda y definir años característicos seco y normal.

2) Seleccionar adecuadamente los proyectos hidroeléctricos. La combinación MNI-NOTA AZUL resuelve este problema en la metodología SIPSE. Debe recordarse sin embargo que al trabajar con costos marginales sus conclusiones son tanto más válidas cuanto menos el nuevo proyecto modifique las características del sistema. Este aspecto es crítico en el estudio

de los sistemas aislados en los cuales un nuevo proyecto puede ser mayor que 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. El modelo WASP, en cambio, se le debe definir en forma previa el orden de precedencia de los proyectos.

3) Representar el sistema con seis nodos. Sólo el MGI es multi-nodal y puede representar el sistema de transmisión.

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

Los modelos MGI y MVI no son adecuados para resolver este problema; el primero porque la representación a nivel mensual lo llevaría a dimensiones no operativas; el segundo porque cada planta no aparece individualmente. Aunque en rigor podría pensarse en desarrollar un modelo especial para el caso; ello significaría un trabajo largo y laborioso. Por otra parte el modelo WASP efectúa una operación con bastante detalle de las centrales termoeléctricas y considera las plantas hidroeléctricas con sus características 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 o una modificación al programa se puede obtener la generación mes a mes de las centrales hidráulicas.

La operación del modelo y la elaboración de resultados son procesos sumamente laboriosos, ya que debe pensarse en: 15 años de análisis; 12 meses cada año; 3 condiciones hidrológicas; 6 países; 3 alternativas del SIR; a lo cual debe sumarse la repetición de aquellos procesos que muestren falla con respecto a los criterios de seguridad en energía. 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.

VI. ESTUDIO DE LA RED DE TRANSMISION

1. Generalidades

El estudio de la transmisión tiene por objeto definir y calcular el costo de inversión y operación de las redes que, adicionadas a los sistemas de transmisión determinados por los programas de desarrollo nacionales, hagan posible efectuar las transferencias de energía. Estos costos servirán de base para la justificación económica de cada una de las interconexiones parciales.

El punto de partida del cálculo está constituido por transferencias de energía en base y en pico a nivel mensual para un determinado número de años y un sistema inicial existente en el año 1980, el cual se ha simplificado representándolo por 24 nodos y 25 ramas.

2. Método de estudio

En la etapa de evaluación de los beneficios globales se utilizaron en primera instancia dos modelos para el análisis de refuerzos a la red que se requerirían para las distintas alternativas. Ellos son:

El modelo PROLOG^{1/} que, con base en una simulación de operación anual muy elemental, calcula los flujos de potencia por ramas y propone un sistema de transmisión.

El modelo LOG^{2/} que, basándose en el sistema definido por el PROLOG y en ciertos criterios de confiabilidad de línea y de las plantas termoeléctricas, propone los refuerzos que minimicen la suma de los costos de inversión más los costos de la energía no servida.

Debido a que estos modelos fueron desarrollados para analizar la expansión de sistemas existentes, sus objetivos no concuerdan exactamente con los que se han definido para los estudios de interconexión. Entre otras pueden mencionarse las siguientes consideraciones que limitan su aplicación al caso:

- La operación del modelo PROLOG trata de autoabastecer el nodo para lo cual resta la potencia de punta de la demanda. En una interconexión, por razones económicas, las unidades de punta en general no operan.

1/ Véase: Método de planeación integral para sistemas eléctricos de potencia (CCE/SC.5/GRIE/III/DI.2)

2/ Ibid.

- La demanda en el modelo PROLOG queda representada a nivel anual y por dos bloques.
- La función objetivo del modelo LOG por minimizar es la suma de los costos de inversión en líneas y de las restricciones de energía.^{4/} En ciertos casos en que el modelo no recomiende refuerzos por razones de seguridad tal vez éstas se justifican por consideraciones económicas.

Por los motivos expuestos se estimó necesario efectuar estudios complementarios en una etapa anterior al análisis de confiabilidad con un modelo de Análisis de Flujos Lineales. Para los estudios posteriores a los de operación detallados se ha pensado además utilizar un modelo de Análisis de Flujos Reales.

3. Modelo de Análisis de Flujos Lineales

Este modelo permitiría aprovechar de mejor manera los resultados detallados de operación que arroja el modelo WASP. Estos están constituidos, para cada nodo,^{3/} por la energía generada en la base y en la punta por cada unidad individualizada (o grupos de ellas cuando se integran) y su correspondiente factor de planta mensual. Eligiendo el caso más desfavorable (que podría ser el mes que indique mayores transferencias de energía en la punta), se calcularán las potencias de cada unidad generadora en la base y en el pico y las demandas correspondientes para cada nodo. La red existente sería la propuesta por el modelo PROLOG, representada por sus capacidades e impedancias.

El modelo simula el funcionamiento de la red, prueba su factibilidad mediante el cálculo de las diferencias angulares y permite realizar una primera estimación de las pérdidas de transmisión.

^{3/} En el caso de la operación integrada, las unidades térmicas se individualizarían por cada país y las centrales hidráulicas se separarían, de acuerdo con sus coeficientes de producción.

^{4/} Sobre esto último no se dispone de información adecuada generalmente.

4. Modelo de Análisis de Flujos Reales

Esta etapa tiene por objeto analizar la factibilidad de la red con un grado mayor de refinamiento, añadiendo a los datos analizados por el modelo de flujos lineales, las magnitudes de voltaje en cada nodo y analizando las pérdidas y las compensaciones de reactivos necesarios.

5. Confiabilidad de la red

Una vez establecida la factibilidad de la red se comprobaría su confiabilidad mediante el empleo del modelo LOG y se agregarían los refuerzos necesarios que aparezcan eventualmente por este motivo. En caso de ser necesario se repetirían los análisis de factibilidad.

6. Justificación económica

Los análisis de la transmisión para un cierto número de años dentro del período del estudio (se estima utilizar el período 1981-1995) definirán un programa de construcción de líneas y subestaciones cuyo costo debe compararse con los beneficios atribuibles a la interconexión, evaluados en la etapa de análisis de la operación.

Si alguna de las interconexiones no se justificara al analizar los casos más desfavorables (de mayor transferencia de potencia), conviene estudiar una alternativa con menor inversión en líneas, pero que tal vez tenga un factor de utilización mayor.

Si aún así alguna de las interconexiones no se justificara, será necesario revisar la etapa de planificación de las obras a largo plazo planteando alternativas de interconexiones parciales.

VII. PROPOSICION DE UNA METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO DE INTERCONEXION

A continuación se presenta un resumen de las etapas, métodos de análisis y las herramientas de computación que se proponen como metodología para la terminación del estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano. Estos conceptos se basan en las consideraciones expuestas anteriormente y en las experiencias obtenidas en la etapa anterior del estudio. Se incluye también un diagrama que representa los procesos detallados y sus interrelaciones.

1. Etapas

Como ya quedó establecido, la evaluación de los beneficios de la interconexión comprende las siguientes etapas:

- a) Definición de las instalaciones de generación a largo plazo y cálculo de los costos de inversión de los sistemas aislados;
- b) Igual definición para las distintas alternativas de interconexión;
- c) Simulación de la operación y cálculo de costos de operación de los sistemas aislados en el mediano plazo (por ejemplo 1980-1995);
- d) Mismo proceso para las alternativas de interconexión;
- e) Cálculo de los beneficios de la interconexión sin tener en cuenta el sistema de transmisión;
- f) Determinación de los intercambios de energía a nivel mensual para el periodo en estudio;
- g) Estimación de costo de la red adicional que posibilite las transferencias;
- h) Justificación económica de la red de interconexión para cada rama separadamente;
- i) Sensibilizaciones de los principales perímetros económicos utilizados.
- j) Eventualmente, en caso de que alguna de las interconexiones no sea factible, repetir el estudio eliminándola

/2. Estudio

2. Estudio del desarrollo a largo plazo

Se plantearán tres alternativas y una subalternativa:

- A Países aislados
- B Sistema Regional con desarrollo integrado
- Bl Sistema Regional con desarrollo integrado y transmisiones limitadas
- C Sistema Regional con desarrollo independientes

Para cada alternativa se efectuará la optimización de los programas de desarrollo a largo plazo mediante la utilización del Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI).

Los resultados serán: los programas de desarrollo a largo plazo por período, los costos totales de abastecimiento, las transferencias de energía a nivel preliminar y los costos de las alternativas.

Se estimarán los beneficios globales de la interconexión.

3. Estudios de operación

Se efectuarán estudios de operación simulada con el modelo WASP con el objeto de definir en forma precisa la fecha de entrada de los proyectos.

Se verificarán los criterios de seguridad en energía.

Para la solución del programa de abastecimiento definitivo se harán estudios de operación a efecto de obtener los costos de operación anual y los resultados detallados de operación para cada año. Se desagregarán los proyectos hidroeléctricos. Tomando como base los resultados detallados de operación se calcularán, pero cada alternativa, las transferencias mes a mes para cada año de estudio.^{1/}

^{1/} En esta etapa se tratará de agregar una subrutina al programa WASP o bien se desarrollará un programa auxiliar de cálculo.

4. Estudios de transmisión

Se adoptará el sistema ya definido con 24 nodos y 25 ramas como base para los estudios de transmisión.

Se estudiará una red preliminar utilizando el modelo PROLOG.

Con base en los resultados de operación y transferencias mensuales de energía se harán análisis con el Modelo de Flujos Lineales. Estos procesos permitirán diseñar una red, cuyas características se introducen en el Modelo de Flujos Reales.

Agregando a la información anterior las características eléctricas de los consumos se harán análisis con el Modelo de Flujos Reales, se verificará la factibilidad de la red propuesta y se calculará su costo (inversión y operación de líneas y subestaciones).

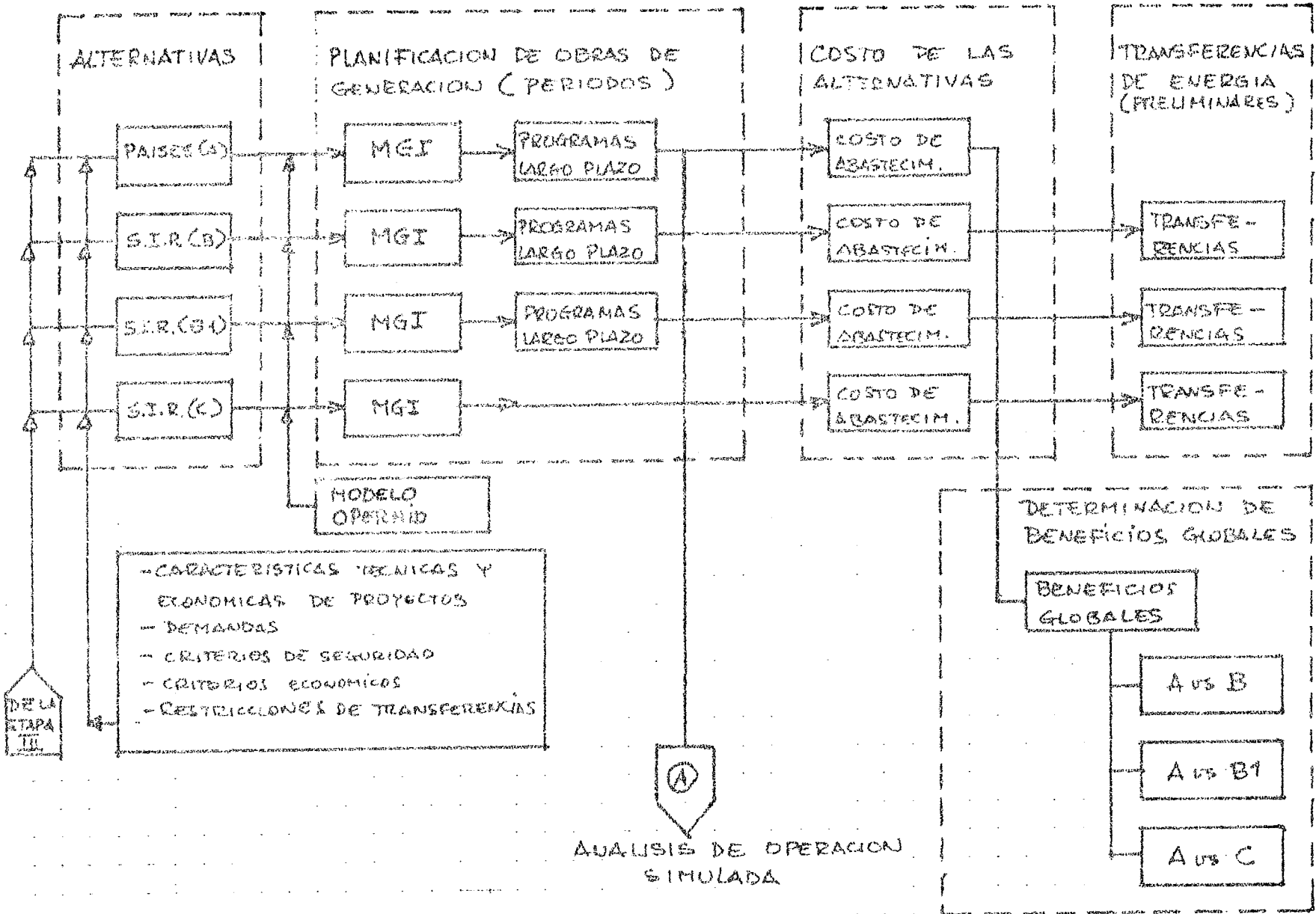
Mediante la utilización del modelo LOG se analizarán la confiabilidad de la red definida anteriormente.

5. Justificación económica de las interconexiones

Para estos propósitos se considerarían por una parte los costos de inversión y operación de los sistemas aislados y por la otra los equivalentes a las alternativas de interconexión consideradas (B, B1 y C) excluyendo los costos de los sistemas internacionales de interconexión.

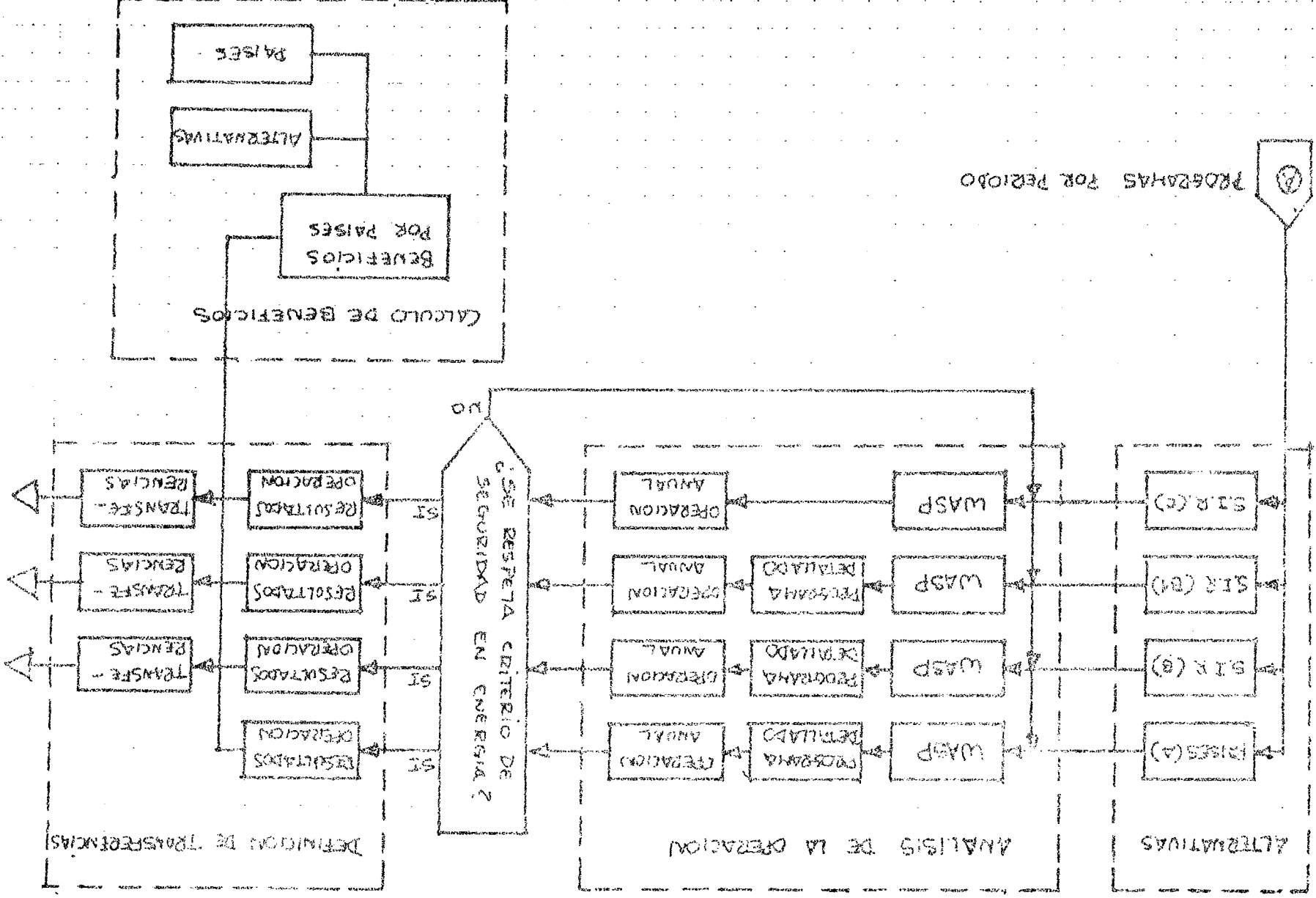
Sobre la base de las transferencias, los beneficios para los países y el costo de la red se analizarán los beneficios de las interconexiones parciales entre los países mediante un análisis económico y de flujo de caja. En caso de que alguna de las uniones no resulte económica se replantearán interconexiones parciales partiendo desde la primera etapa.

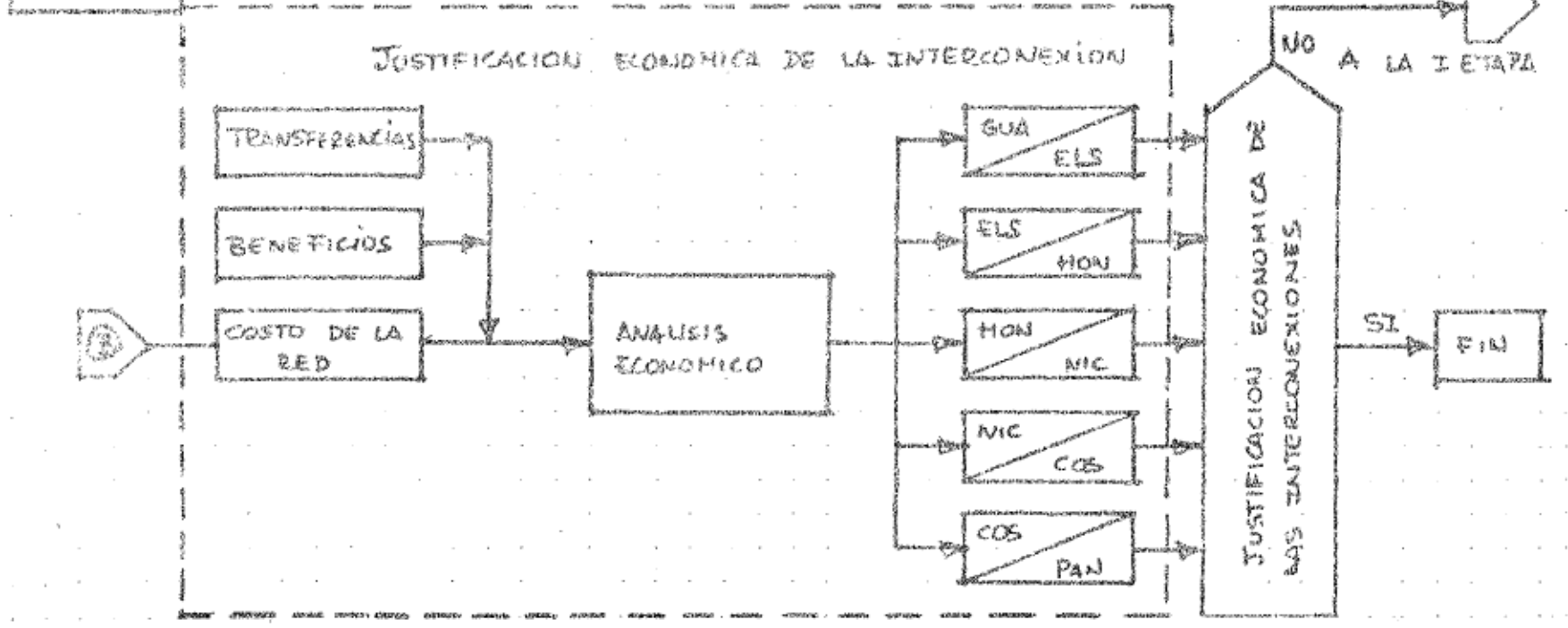
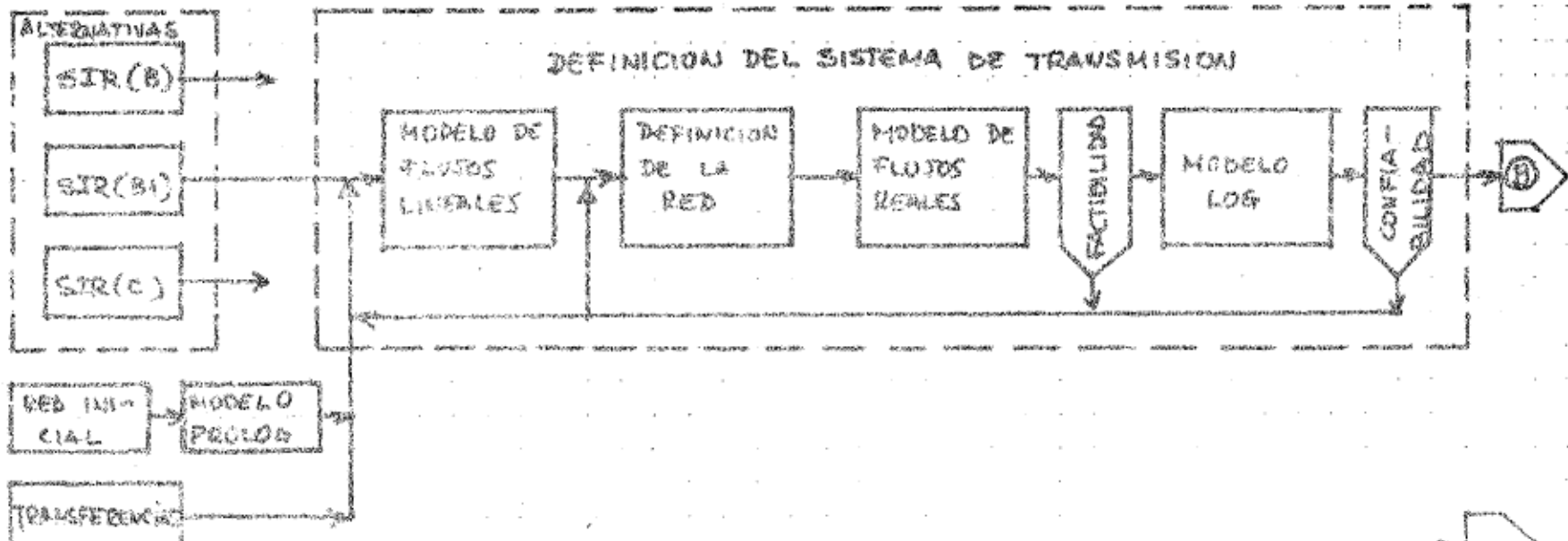
/METODOLOGIA



METODOLOGIA DE ANALISIS

II. Etapa: Estudios de operación





III. Etapa: Definición del sistema de transmisión

Anexo

BREVE DESCRIPCION DE LOS MODELOS DE LA METODOLOGIA SIPSE
Y DE LOS MODELOS WASP Y MGI

I. MODELOS CONCENTRABLE, MNI Y PROGRAMA NOTA AZUL DE LA METODOLOGÍA SIPSE

El conjunto de los tres programas señalados tiene como objetivo estudiar el desarrollo a largo plazo de un sistema eléctrico definiendo:

i) La oferta de energía hidráulica y las características hidrológicas del sistema (CONCENTRABLE).

ii) Las adiciones de generación por periodos por categorías hidráulicas y termoeléctricas (MNI).

iii) Los proyectos hidroeléctricos específicos que cubren las necesidades de adiciones definidas anteriormente (NOTA AZUL).

1. Modelo CONCENTRABLE

a) Objetivo

Establecer la potencia y energía de origen hidráulico disponibles para suplir la curva de carga y definir las características de generación del sistema hidráulico por desarrollar a nivel mensual y para años de hidrología característica (seco, medio, húmedo). El modelo trata de colocar el máximo de potencia en la punta de la curva de carga.

b) Tipo de modelo

Se trata de un modelo de simulación que reproduce la operación de un conjunto de centrales hidráulicas bajo una muestra hidrológica determinada. Cada central se representa por sus características técnicas (potencia, altura de caída, rendimiento, volumen de embalse, etc.). Pueden representarse la influencia entre centrales en cascada y restricciones de operación como compromisos de riego.

El objetivo del modelo es determinar la generación del conjunto hidráulico en cada bloque de la curva de demanda bajo políticas de operación de los embalses definidas por el usuario.

Las políticas de operación que generen una combinación de potencia y energía producible adecuadas al sistema, se seleccionan mediante prueba de diferentes políticas de operación de los embalses.

/c) Resultados.

c) Resultados

Los resultados de operación del modelo consisten en una curva de oferta de potencia hidráulica para cada mes de cada año simulado y sus correspondientes energías. (CONCENTRABLE). Con base en estas informaciones se seleccionan los años característicos del sistema: húmedo, medio y seco, los que proporcionan el concentrable que entra como dato en el Modelo Nacional de Inversiones (MNI).

También se obtiene la generación específica de cada categoría hidráulica para cada mes de cada año típico que sirve para determinar la generación que el MNI asigna a las potencias hidráulicas por categoría en el proceso de simulación de la operación futura.

2. Modelo Nacional de Inversiones

a) Objetivo

Tiene por objeto definir un programa de desarrollo a largo plazo para un sistema eléctrico minimizando una función objetivo constituida por el valor presente de la suma de la inversión, la operación del sistema y el costo de la energía no servida.

b) Tipo de modelo

Se trata de un modelo de optimización de tipo dinámico no-lineal cuyo proceso se maneja mediante un algoritmo de control de óptimo. Partiendo de una proposición inicial el modelo la va modificando progresivamente hasta que dentro de un rango de precisión predeterminado, alcanza una zona en que la función objetivo es mínima.

c) Representación del sistema

Es uninodal, es decir todos los aportes y consumos del sistema deben concentrarse en un solo nodo.

/d) Periodo

d) Período del estudio

Acepta hasta 15 períodos cuya duración es de un número impar de años. En el estudio se han analizado 5 períodos de 3, 3, 3, 5 y 5 años entre 1981/1999.

Se estudia el abastecimiento del año medio. La potencia disponible se supone que varía linealmente año a año dentro de cada período para cada categoría.

e) Demanda

La demanda se representa mediante una curva de carga a nivel mensual ajustada a seis bloques. La forma de la curva no puede variar durante el período del estudio y la demanda máxima puede crecer con hasta 2 tasas diferentes durante el período en estudio.

La aleatoriedad de las demandas se representa mediante la desviación típica de la serie observada.

f) Costo de la energía no servida

No se exige un abastecimiento mínimo de la demanda. El criterio de minimizar el costo total de abastecimiento supone el conocimiento de una función que define el costo de la energía no servida. Este tiene un mínimo, que es el costo marginal de generación y varía linealmente con el monto de la restricción.

g) Representación de las centrales hidroeléctricas

i) Existentes. Se representan mediante el CONCENTRABLE consistente en una matriz de potencia disponible de $6 \times 12 \times 3$ elementos (6 bloques, 12 meses, 3 años típicos), en el cual están concentradas todas las instalaciones existentes.

ii) Futuras. Se representan mediante categorías (regulación anual, regulación mensual y semanal y regulación diaria) con sus costos de inversión asociados y sus características de producción definidas a partir del CONCENTRABLE mediante coeficientes que permiten calcular la generación mensual que aportan en los tres años típicos.

/Las variables

Las variables de capacidad instalada son continuas.

h) Representación de las centrales termoeléctricas

i) Existentes. Se clasifican en categorías de acuerdo a sus costos marginales de operación. Pueden ser de base o de pico según tengan o no una potencia mínima de operación. Estas plantas pueden ser objeto de un plan de retiro.

ii) Futuras. Se clasifican en categorías en la misma forma que las existentes y también pueden ser de base o de pico. Se definen sus costos de inversión y sus costos marginales de generación se suponen constantes.^{1/}

Estas variables son continuas.

i) Variables aleatorias

Los resultados de la operación de cada año medio corresponden al valor esperado de la operación de una serie de casos afectados por sus correspondientes probabilidades de ocurrencia.

La selección de los casos (se utilizó 144 al año) se hace suponiendo que tanto la demanda como la hidrología son aleatorias y escogiendo combinaciones de demanda-hidrología. Para cada caso se calcula la probabilidad combinada.

j) Resultados

El modelo entregará la solución que minimiza la función objetivo con los siguientes detalles:

- Instalaciones de potencia futura por cada categoría y por cada período.
- Potencia disponible en el año medio de cada período (por categoría).
- Generación esperada hidráulica total.
- Generación esperada térmica por categoría por período.
- Costo de inversión, operación y falla por período y costo total actualizado.

^{1/} No se acepta curva de rendimiento.

- Costo marginal de generación.
- Costos marginales de la potencia, de la energía en la base y de la energía en el pico para el sistema por período.

3. Programa NOTA AZUL (o de cálculo del valor económico de un proyecto hidroeléctrico)

a) Objetivo

Calcular el beneficio relativo que representa para el sistema la instalación de un proyecto hidroeléctrico. El beneficio relativo se define como

$$B = \frac{\text{Aporte} - \text{Gastos}}{\text{Gastos}}$$

y se calcula, para cada año de posible ingreso al sistema del proyecto, como valor presente de los beneficios obtenidos durante toda la vida útil del mismo.

b) Cálculo de beneficios

Los aportes al sistema para cada año se expresan como

$$A = PX UP + EPX VEP + (ET-EP) XVEB$$

en que:

- P = Potencia instalada
- UP = Costo marginal de la potencia (calculada por el modelo MNI)
- EP = Energía que la central coloca en la punta
- VEP = Costo marginal de la energía de punta (del MNI)
- ET = Energía media del proyecto
- VEB = Costo marginal de la energía fuera de punta (del MNI)

Los gastos del proyecto están constituidos por el costo de capital más los gastos de operación de la central y de la línea de transmisión hasta el nodo de entrega.

/c) Selección

c) Selección de proyectos

Con base en los beneficios relativos y en las potencias por categorías solicitadas por el modelo MNI se seleccionan los proyectos hidrobélicos más favorables por cada período en estudio.

II. MODELO WASP (WIEN AUTOMATIC SYSTEM PLANNING PACKAGE)
DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA ATOMICA

1. Objetivo

El Modelo WASP tiene por objetivo recomendar un programa de expansión a largo plazo de un sistema eléctrico escogiendo de entre un determinado número de alternativas posibles generadas por el propio programa, aquella que represente el menor costo actualizado de inversión más operación. El modelo puede utilizarse en forma ventajosa para estudiar la operación de un sistema determinado restringiendo las soluciones posibles a una sola.

2. Período de estudio

La capacidad del modelo es de 30 años y cada año se estudia separadamente. En los estudios realizados se utilizaron los años 1981 a 1995.

3. Regionalización

Es unimodal.

4. Estacionalidad

El año puede dividirse en hasta 12 períodos iguales. En los estudios realizados se utilizaron dos temporadas de 6 meses (seca y húmeda); en los estudios futuros se pretende trabajar a nivel mensual.

5. Demandas

La curva de demanda se entrega para cada período (mes) y su forma puede cambiar año a año. Se trabaja con una curva de duración continua.

/6. Disponibilidad

6. Disponibilidad hidroeléctrica

El conjunto hidroeléctrico inicial se representa integrando las plantas existentes, por su capacidad total de hilo de agua más la capacidad con regulación, así como su generación para cada período (semestre o mes según se elija) y para cada condición hidrológica (pueden ser hasta 5).

Las centrales hidroeléctricas futuras propuestas, con un máximo de 20, se representan individualmente con una determinada capacidad y generación media y los factores correspondientes para calcular su generación y potencia máxima por período. La variación de generación para distintas hidrologías se representa por coeficientes uniformes para todo el sistema (existente y futuro). La potencia de cada proyecto puede dividirse en tres categorías: base, aquélla que debe ocuparse en forma continua, pico, disponible para horas cargadas y de emergencia que corresponde a potencia disponible sólo en caso de falla de otra unidad. La energía correspondiente en este caso debe recuperarse mediante generación térmica.

7. Representación de las centrales termoeléctricas

Pueden ser las siguientes:

- Nucleares
- Vapor quemando petróleo
- Vapor quemando carbón
- Diesel
- Turbinas de gas

La representación es muy detallada. Cada planta entra con su capacidad tipo,^{2/} su generación mínima y máxima, su consumo específico en la base e incremental, y los costos fijos y variables de operación en moneda nacional y extranjera.

Es importante destacar que a cada planta se le pueden asignar sus correspondientes períodos de mantenimiento forzoso y su probabilidad de falla. Pueden especificarse retiros en el caso de unidades existentes.

La capacidad es de 100 plantas no gemelas, entre existentes y propuestas (máximo 20 propuestas). En la etapa de operación simulada cada planta se opera separadamente.

2/ Representación discreta.

8. Criterios de seguridad

Se define un mínimo y un máximo de reserva en potencia dentro de los cuales el programa genera un árbol de configuraciones incluyendo todas las alternativas térmicas e hidroeléctricas propuestas, respetando además un criterio de pérdida de carga determinado. El criterio de seguridad a respetar, es el de una máxima probabilidad de pérdidas de carga. La probabilidad de pérdida de carga sólo se define para las centrales térmicas y el criterio actúa sobre la pérdida esperada resultante del abastecimiento para las hidrologías definidas.

No hay criterio de seguridad en energía por lo cual la solución más económica puede eventualmente tener falla en energía para ciertas condiciones hidrológicas. Este problema puede resolverse efectuando la operación simulada para años con hidrología seca. Para obtener la falla del sistema en energía el programa puede simular, si se desea, las tres soluciones más económicas.

9. Criterio económico

Ubicar, de entre todas las configuraciones generadas, aquellas que tengan menores costos de inversión más operación (totales actualizados). El costo de operación se calcula como valor esperado de una serie de casos de distintas hidrologías afectados por sus correspondientes probabilidades de ocurrencia. La simulación probabilística incluye el efecto de salidas forzadas y las de programas de mantenimiento.

Una característica que reviste especial importancia es que el orden de entrada de las centrales hidráulicas futuras deben definirse previamente; es decir el modelo no analiza la conveniencia económica de un proyecto frente a otro sino que respeta el orden de precedencia ya definido.

10. Configuración del modelo

El modelo está formado por seis módulos independientes, lo que permite conservar información entre un proceso y otro y corregir datos sin necesidad de operar todo el modelo:

/Los módulos

Los módulos son:

LOADSY. Descripción de la demanda. Genera curvas de duración por estaciones para cada año.

FIXSYS. Describe el sistema de generación existente y las adiciones y retiros predeterminados.

VARSYS. Procesa la información que describen las alternativas de plantas de generación que deben ser consideradas como candidatos.

CONGEN. Calcula año por año todas las alternativas posibles combinando los tipos de plantas candidatos que, en combinación con el sistema existente, pueden satisfacer la demanda. Pueden establecerse restricciones en la generación del tunel de alternativas. Cada configuración candidato puede, si se desea, ser verificada respecto a su seguridad mediante criterios impuestos por el usuario.

MERSIM. Considera todas las configuraciones generadas por CONGEN y calcula los costos de operación asociados mediante simulación probabilística.

DYNPRO. Determina, mediante programación dinámica, el programa de expansión óptimo basado en los costos de operación calculados anteriormente, los costos de capital, los parámetros económicos y los criterios de disponibilidad entregados como datos.

Otros módulos auxiliares permiten hacer un informe resumido de los resultados o efectuar la resimulación de la o las soluciones óptimas.

11. Resultados

Los resultados que entrega el modelo tienen varias opciones que van desde un simple resumen hasta resultados detallados de la operación simulada.

Normalmente se obtiene:

- Impresión de los datos principales del sistema existente y programa de retiros, curva de demanda y demanda pico por año y por estación.
- Energía demandada para cada estación de cada año
- Configuraciones generadas para cada año
- Valor de la función objetivo para cada configuración
- Costos de operación e inversión para cada año para las tres alternativas de menor costo total actualizado

/- Resultados

- Resultados de la operación simulada por período por año indicando para cada central la energía generada en la base y fuera de base, sus costos de operación y su factor de planta. Esta operación puede hacerse a nivel mensual. Las centrales hidroeléctricas aparecen integradas en la operación. Mediante un trabajo externo al modelo puede calcularse la generación de cada una aunque no su colocación exacta en la curva de carga.

III. MODELO GLOBAL DE INVERSIONES (MGI) DE LA EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ENDESA) (CHILE)

1. Objetivo

El MGI forma parte de la metodología desarrollada por ENDESA (Chile), para los estudios de planificación del Sistema Interconectado Central. En una primera etapa mediante el uso del MGI se definen programas alternativos que en una segunda etapa son analizados con detalle definiendo los costos de operación y fechas de puesta en servicio de las centrales con un modelo de operación simulada y así recomendar un programa de obras.

El modelo global de selección de inversiones ha sido planteado en términos de programación lineal. Es decir, se trata de minimizar una función objetivo lineal sujeta a restricciones también lineales.

La función objetivo es el mínimo costo total actualizado de inversiones y operación y las restricciones expresan el abastecimiento del consumo, las características de operación de las centrales y la limitación de los recursos.

2. Período de estudio

Se ha planteado un modelo que abarca 16 años (1984-1999) subdivididos en dos períodos de tres años y dos de cinco años cada uno.^{3/} Se respetaron las obras programadas en el período 1981-1983.

^{3/} Los mismos períodos utilizados en el MNI.

3. Regionalización

El consumo y los aportes se suponen concentrados en seis nodos, que representan cada uno de los países del Istmo. Entre estos nodos se pueden efectuar transferencias de energía y potencia en cada uno de los componentes de la demanda.

4. Representación del consumo

El consumo anual para cada nodo se representa por: la demanda máxima anual, la energía demandada durante la estación húmeda y la energía demandada durante la estación seca. Se abastece el consumo del año final de cada período.

5. Criterio de seguridad

Se establecen criterios de seguridad tanto para la potencia como para la energía. Para la potencia se estableció abastecer la demanda máxima anual con una reserva de 20%. Para la energía se impone abastecer la demanda de la estación seca de un año con hidrología seca.

6. Criterio económico

El modelo busca minimizar una función objetivo formada por el costo de inversión más el costo de operación para un año de hidrología media aplicados al abastecimiento de los años característicos de cada período, actualizados al año de inicio del estudio (1984 en este caso). Para hacer concordante las cifras de inversión y operación, los costos de operación del último año se prolongan hasta el infinito.

7. Representación de centrales hidroeléctricas

a) Existentes.

Sus aportes se restan de los cinco productos definidos para la demanda.

/b) Proyectos

b) Proyectos futuros

Cada proyecto elegible se representa separadamente. Sus aportes posibles se representan por las siguientes variables en función de la potencia por instalar:

- Energías producibles en temporada seca y temporada húmeda en un año seco
- Energías producibles en temporada seca y temporada húmeda en un año de hidrología media.

Tanto para las centrales existentes como futuras se puede introducir además una variable de traspaso de energía entre temporada seca y húmeda por optimizar. Esto significa que el modelo puede recomendar, a grandes rasgos, una política de operación para traspasar energía entre temporadas.

El costo del proyecto se representa también como una función de la potencia instalada. El modelo recomienda la secuencia de grupos de proyectos a instalar por periodos dentro del rango de los proyectos disponibles.

8. Representación de las centrales térmicas

a) Existentes

Su potencia se resta de la demanda, y puede considerarse un programa de retiro.

La energía generable se representa por variables de generación en cada uno de los productos de la demanda ya señalados.

b) Futuras

En este caso tanto la potencia por instalar como la energía generada son variables.

9. Transmisiones entre nodos

Se representan como una variable de potencia o energía transmitida en cada uno de los productos de la demanda ya indicados.

Las ampliaciones se representan como una variable de capacidad con su costo de inversión asociado.

Eliminando una o más transmisiones puede estudiarse cada nodo por separado o 2 o 3 nodos en conjunto.

10. Resultados

El resultado es la potencia por instalar para cada período para cada nodo, las centrales por instalar y la potencia recomendada para cada proyecto hidroeléctrico.

También se obtiene el costo total del programa a largo plazo el que puede fácilmente descomponerse en inversión y operación.

11. Procedimiento de optimización

Mediante el planteamiento de un sistema de ecuaciones lineales que se resuelve con un programa de computación de programación lineal (LP). El tamaño aproximado del programa de optimización es de 1 200 ecuaciones y unas 1 500 variables estructurales.