

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

LIMITADO  
CEPAL/MEX/SRNET/78/3  
Mayo de 1978

LA INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

Documento preparado como base para la exposición realizada por el señor Ricardo Arosemena, Jefe de la Sección de Recursos Naturales, Energía y Transporte de la subsección de la CEPAL en México, en el curso de Administración de Programas de Integración del ICAP, celebrado en octubre de 1977.

78-5-302-70

1000

1000

1000

1000

INDICE

	<u>Página</u>
Presentación	v
I. Planificación en el sector eléctrico	1
1. Planteamientos generales	1
a) Electricidad y desarrollo	1
b) Inversiones y plazos de maduración de los proyectos	2
2. Características de la oferta y demanda	3
a) Centrales de generación	4
b) Abastecimiento de la demanda	4
3. Evaluación de alternativas	7
a) Criterios generales de programación	7
b) Proyección de la demanda	9
c) Análisis de los recursos	10
d) Selección de alternativas	12
II. Interconexión regional	14
1. Antecedentes y beneficio de las interconexiones	14
a) Antecedentes	14
b) Beneficios de las interconexiones	15
2. La interconexión en el Istmo Centroamericano	16
a) Características de los sistemas centroamericanos	16
b) Recursos disponibles	16
c) Posibles beneficios	19
3. Proyecto de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano (Segunda parte)	19
a) Estudios básicos	20
b) Evaluación de los desarrollos	23

1950

1951

1952  
1953  
1954  
1955  
1956  
1957  
1958  
1959  
1960  
1961  
1962  
1963  
1964  
1965  
1966  
1967  
1968  
1969  
1970  
1971  
1972  
1973  
1974  
1975  
1976  
1977  
1978  
1979  
1980  
1981  
1982  
1983  
1984  
1985  
1986  
1987  
1988  
1989  
1990  
1991  
1992  
1993  
1994  
1995  
1996  
1997  
1998  
1999  
2000  
2001  
2002  
2003  
2004  
2005  
2006  
2007  
2008  
2009  
2010  
2011  
2012  
2013  
2014  
2015  
2016  
2017  
2018  
2019  
2020  
2021  
2022  
2023  
2024  
2025  
2026  
2027  
2028  
2029  
2030  
2031  
2032  
2033  
2034  
2035  
2036  
2037  
2038  
2039  
2040  
2041  
2042  
2043  
2044  
2045  
2046  
2047  
2048  
2049  
2050

1950  
1951  
1952  
1953  
1954  
1955  
1956  
1957  
1958  
1959  
1960  
1961  
1962  
1963  
1964  
1965  
1966  
1967  
1968  
1969  
1970  
1971  
1972  
1973  
1974  
1975  
1976  
1977  
1978  
1979  
1980  
1981  
1982  
1983  
1984  
1985  
1986  
1987  
1988  
1989  
1990  
1991  
1992  
1993  
1994  
1995  
1996  
1997  
1998  
1999  
2000  
2001  
2002  
2003  
2004  
2005  
2006  
2007  
2008  
2009  
2010  
2011  
2012  
2013  
2014  
2015  
2016  
2017  
2018  
2019  
2020  
2021  
2022  
2023  
2024  
2025  
2026  
2027  
2028  
2029  
2030  
2031  
2032  
2033  
2034  
2035  
2036  
2037  
2038  
2039  
2040  
2041  
2042  
2043  
2044  
2045  
2046  
2047  
2048  
2049  
2050

1950

## PRESENTACION

Se ha dividido el tema en dos capítulos principales. El primero, denominado "Planificación en el sector eléctrico", se refiere a planteamientos generales, características de la oferta y la demanda y a la evaluación de alternativas. El segundo, titulado "Interconexión regional", cubre los antecedentes potenciales y beneficios, algunos planteamientos sobre la interconexión en la región y, finalmente, el proyecto que sobre el mismo tema está llevando a cabo la Subsede de la CEPAL en México.

THE STATE OF CALIFORNIA,  
COUNTY OF \_\_\_\_\_  
I, \_\_\_\_\_, County Clerk,  
do hereby certify that \_\_\_\_\_  
is the true and correct copy  
of the \_\_\_\_\_  
as the same appears from the  
records on file in my office.

## I. PLANIFICACION EN EL SECTOR ELECTRICO

### I. Planteamientos generales

#### a) Electricidad y desarrollo

Existe una relación muy estrecha entre el desarrollo económico y la energía eléctrica. El progreso de los países se suele medir según el consumo per cápita de energía de sus habitantes y muy especialmente por la mayor utilización que en ellos se hace de la electricidad.

Una regla empírica derivada de observaciones en varios países en proceso de desarrollo establece que el crecimiento porcentual de la demanda eléctrica supera a la tasa anual del producto bruto en aproximadamente un 3%. Así, para un crecimiento anual de un 4% del producto bruto --que puede considerarse moderado-- la demanda de energía eléctrica se expandiría en un 7% y llegaría a duplicarse en una década.

¿Qué ocurriría si no se abasteciese adecuadamente y con la debida oportunidad la demanda de energía eléctrica? Aunque resulta muy difícil evaluar los perjuicios que producirían las restricciones de este tipo de energía, en algunos estudios se ha llegado a la conclusión de que las pérdidas para un país por este concepto superarían varias veces el costo de las instalaciones necesarias para evitarlas. Una estimación reciente indica que cada kWh racionado acarrea una pérdida de producción que a su vez reduce el ingreso entre 0.3 y 2.0 pesos centroamericanos,<sup>1/</sup> según el grado de industrialización del país de referencia y sin considerar efectos secundarios. Los costos totales de un kWh entregado al consumidor final sólo oscilarían, en cambio, entre 3 y 6 centavos en promedio para los países del Istmo Centroamericano, según el medio de generación utilizado.

La energía eléctrica se puede transportar y controlar fácilmente y dedicarse a usos múltiples, lo que la convierte en un insumo esencial e insustituible para el desarrollo de prácticamente todas las actividades económicas.

<sup>1/</sup> Un peso centroamericano equivale a un dólar de los Estados Unidos.

En el sector agropecuario se utiliza de manera creciente tanto en las labores agrícolas primarias (regadío, elevación de agua, preparación y almacenaje de cosechas) como en las industrias derivadas (lechería, aserraderos, elaboración de conservas, etc.). En los países donde la explotación minera es importante, este sector puede ser uno de los que consuman mayor cantidad de electricidad.

En la industria, la electricidad incide en el costo del producto final de manera muy variable. Aunque en términos generales sus implicaciones económicas son escasas, la falta de energía eléctrica condiciona en buena medida la capacidad de producción de las industrias, aun de las menores.

La utilización creciente de energía eléctrica ha proporcionado un mayor grado de seguridad y comodidad para los usuarios del transporte, y también ha permitido un aprovechamiento más amplio de los recursos naturales como el agua y el carbón, produciendo en consecuencia rendimientos más elevados en las grandes centrales eléctricas.

Finalmente, la electrificación ha contribuido en medida considerable a impulsar el desarrollo social de los países al mejorar los niveles de vida gracias a que ha facilitado la elaboración de bienes de consumo y la prestación de servicios. Cabe señalar, asimismo, que la electricidad ha hecho viable el desarrollo de los medios de comunicación, y todo lo que ello ha significado para la cultura, como por ejemplo su aplicación a programas de educación masiva.

#### b) Inversiones y plazos de maduración de los proyectos

Las inversiones que demanda el sector eléctrico son de magnitud considerable y representan generalmente una proporción significativa del total de los gastos de capital de un país. En el caso de Centroamérica representaron en los últimos años entre 6% y 8% de esas erogaciones. Lo elevado de estos porcentajes obedece a la magnitud y complejidad de las obras necesarias para abastecer de energía eléctrica a los consumidores finales, puesto que en adición a las centrales generadoras se requiere un complejo sistema de subestaciones de transformación, líneas de

/transmisión



transmisión y redes de distribución. Cabe señalar que para cada kW de potencia instalada es preciso realizar obras adicionales que requieren en promedio una inversión de unos 1 000 pesos centroamericanos.

Del total de inversiones en el sector eléctrico sólo una parte se invierte en moneda nacional, ya que la mayoría de los equipos (incluyendo los utilizados en labores de la construcción) debe ser adquirida en el extranjero. Las centrales termoeléctricas precisan una inversión menor que las correspondientes hidroeléctricas, pero el porcentaje de su componente extranjero es más elevado y su costo de operación en divisas muy alto a causa de los combustibles que se tienen que importar.

Las obras del sector eléctrico requieren, por otro lado, de períodos de maduración considerables para su ejecución. Estos plazos son especialmente largos para los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. Las investigaciones preliminares sobre este tipo de proyectos toman de cuatro a seis años y la duración de dichos proyectos, incluyendo la construcción, puede oscilar entre seis y diez años, según el tamaño y complejidad de las obras, sin incluir los períodos de registros hidrológicos que deben preceder a todo desarrollo hidroeléctrico de importancia y que alcanzan un mínimo de diez años. En cambio, las centrales termoeléctricas convencionales precisan únicamente de plazos totales de unos dos a cuatro años.

Los lapsos anteriores representan un problema serio para las industrias nuevas que consumen grandes cantidades de energía. Por lo general el tiempo de maduración de estas industrias es considerablemente inferior al necesario para las obras eléctricas y, en consecuencia, los planes industriales pueden quedar supeditados al desarrollo eléctrico. Como resulta antieconómico aumentar la capacidad de los sistemas eléctricos en función de consumos industriales eventuales, es preciso entonces contar con un sistema para prever adecuadamente y con suficiente antelación los requerimientos de los planes de desarrollo industrial.

## 2. Características de la oferta y demanda

El abastecimiento de las necesidades de energía de un sistema eléctrico depende obviamente de los medios de generación con que se cuente, así como

de la configuración y variación de la curva de demanda. En esta oportunidad se considerarán las centrales hidroeléctricas, las geotérmicas y las térmicas convencionales.

a) Centrales de generación

Las características de operación y costos varían sustancialmente entre los diversos medios de generación. Las centrales hidroeléctricas y geotérmicas implican generalmente inversiones elevadas, mientras los costos correspondientes de generación son de carácter marginal. En materia de producción las hidroeléctricas cuentan con una energía generable cuyo valor medio se puede estimar con cierto grado de seguridad en los mejores casos y cuyos valores extremos se establecen como una probabilidad estadística. Cuando disponen de embalse, tienen la ventaja de poder almacenar y transferir energía entre períodos --desde una hora hasta varios meses-- de acuerdo con los requerimientos de la demanda. Las centrales geotérmicas operan a plena carga en forma similar a las plantas hidroeléctricas sin embalse, denominadas de pasada. En esta forma se utiliza de manera óptima el equipo instalado.

Los equipos termoeléctricos significan por lo general inversiones relativamente bajas y costos de operación altos, los cuales a partir de la crisis del petróleo se han vuelto prohibitivos. Se subdividen en centrales de base y de punta, terminología que se refiere a la parte, inferior o superior, de la curva de demanda que abastecen. Las plantas de base, en comparación con las de punta, requieren inversiones más elevadas y sus costos de operación son más bajos. En consecuencia, las primeras deben funcionar con altos factores de utilización, y las segundas, únicamente en las pocas horas en que se producen las cargas máximas.

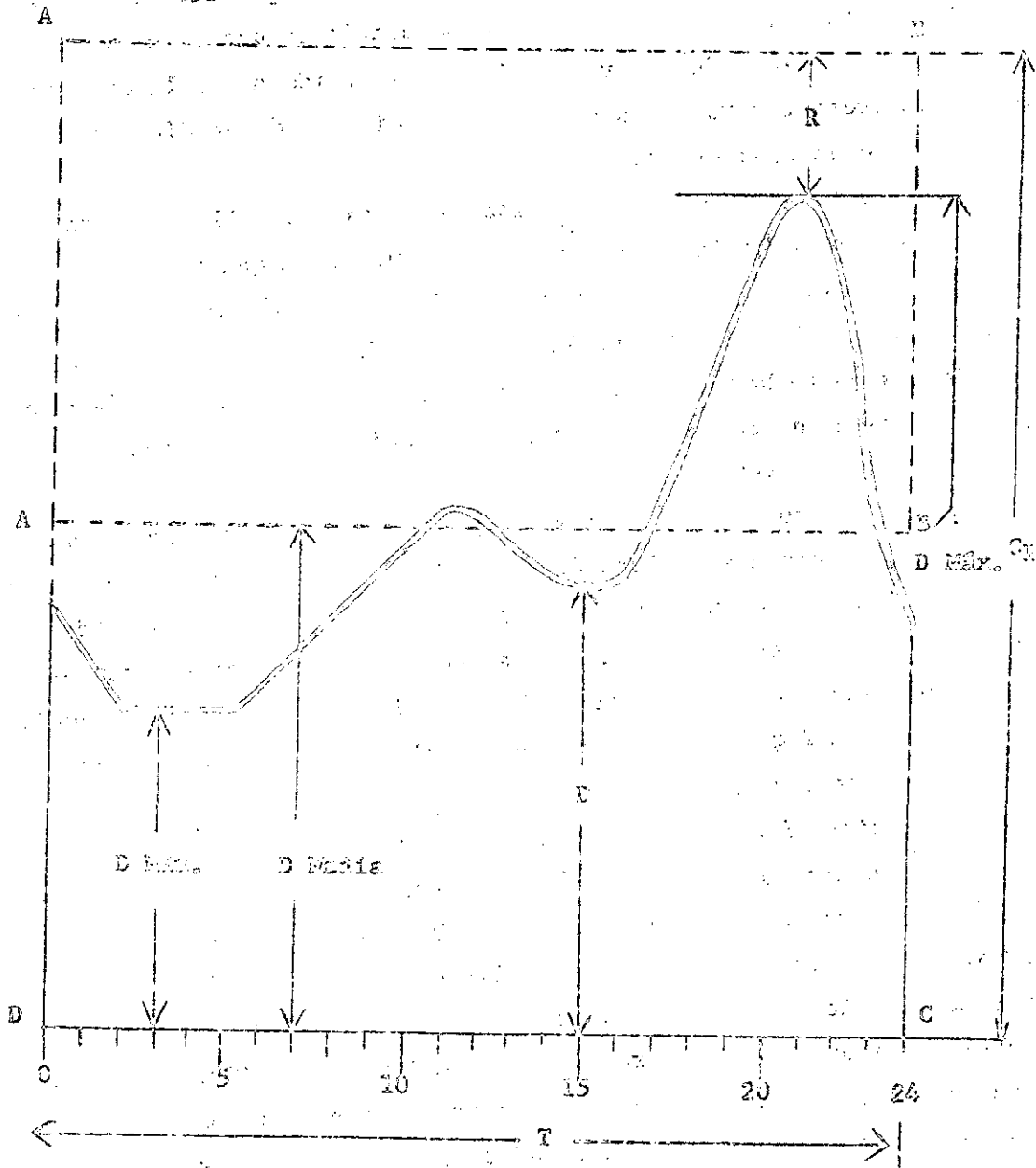
b) Abastecimiento de la demanda

Para explicar mejor las interrelaciones demanda-oferta, en el gráfico 1 se muestra la curva de carga de un día típico de un sistema hipotético. La demanda medida en kW (unidad de potencia eléctrica) varía

/Gráfico 1

Gráfico 1

CORVA DE CARGA EM UM DIA TIPOCO



/constantemente

constantemente durante las horas del día entre un valor mínimo (D Min.) y otro máximo (D Max.). La zona bajo la curva representa la energía requerida durante el día que se expresa en kWh. En consecuencia, la demanda media (D Media) resulta de dividir la energía diaria por el tiempo (T), que sería de 24 horas. Cabe mencionar que el esquema presenta el problema de manera simplificada debido a que la demanda, además de presentar variaciones horarias, difiere de un día para otro y a lo largo de todo el año.

El problema reside en poder abastecer las necesidades tanto de demanda como de energía. La carga máxima que corresponde al punto superior de la curva debe cubrirse con un margen de seguridad que obliga a disponer de una reserva (R) de modo que la capacidad instalada ( $C_I$ ) sea igual a la demanda máxima (D Max.) más la reserva. Por otra parte, se deben abastecer las necesidades de energía que, como se mencionó anteriormente, corresponden a la zona bajo la curva.

La manera en que los medios de generación abastecen la demanda depende de las características de operación de los diversos equipos que, como ya se explicó, difieren sustancialmente. Un sistema puramente térmico debería tener una capacidad instalada igual a  $C_I$ , sin considerar el problema de disponibilidad de los equipos. La energía potencialmente producible sería  $E_I = C_I \times T$  que equivale al rectángulo ABCD, o sea, muy superior a la energía requerida según puede apreciarse en el gráfico. De esta forma se satisfarían plenamente las demandas de potencia y energía, pero los costos serían muy altos debido principalmente a los combustibles requeridos.

En el caso de un sistema puramente hidráulico, la potencia instalada tendría que ser también  $C_I$ . Además, las centrales deberían contar con caudales suficientes para que la energía producible fuera superior a la requerida y equivalente al área bajo el rectángulo A'B'CD. En los casos en que no hubiera sobrantes de agua, habría que contar con una capacidad de almacenamiento que permita trasladar energía de las horas de baja demanda a las de mayores requerimientos.

Para tomar en cuenta las variaciones en los caudales disponibles en las centrales hidroeléctricas --las que a su vez determinan la energía producible-- se utilizan generalmente las siguientes condiciones hidrológicas: hidrología seca, como la que ocurre una vez en 20 años (5%),  
/la hidrología

la hidrología media que puede esperarse en el 50% de los años, y la hidrología húmeda que ocurre en el 20% de los casos. En un sistema enteramente hidráulico la energía del año seco debe igualar al menos a la totalidad de la energía demandada. De esta manera se obtiene un sistema de inversiones elevadas y costos de operación bajos, pero se desperdiciaría energía en un 95% del tiempo.

Debido a las diferencias básicas de operación entre los sistemas totalmente térmicos con altos costos de operación y los hidráulicos con una inversión elevada y un porcentaje bajo de utilización, ha sido necesario desarrollar sistemas mixtos hidrotérmicos para aprovechar las características complementarias de los dos y llegar así a establecer la proporción adecuada entre ambos con el fin de obtener un costo total de funcionamiento (inversión más operación) óptimo.

Sin embargo, los costos cada vez más altos de los derivados del petróleo (bunker y diesel) que se utilizan en las plantas termoeléctricas favorecen la utilización más intensiva de centrales hidroeléctricas y geotérmicas, aun cuando ello implique desperdicio de energía en años de caudales más abundantes, como es el caso de las hidráulicas.

### 3. Evaluación de alternativas

#### a) Criterios generales de programación

La planificación es básicamente un proceso de evaluación de alternativas mediante la compatibilización de objetivos y medios, y se puede definir como la búsqueda de los primeros mediante la asignación óptima de los recursos disponibles. Enfocada de otra manera, y considerando que los recursos con que cuenta una sociedad son insuficientes para satisfacer todas sus necesidades potenciales, la planificación establece prioridades para asegurar que la utilización de los recursos se realice de la manera más eficiente posible.

La formulación de un programa de desarrollo en el sector eléctrico supone dos etapas principales: i) la definición de los objetivos y restricciones, y ii) el planteamiento de soluciones posibles y la determinación de la alternativa óptima dentro de un período predeterminado.

/Los objetivos

Los objetivos se orientan al abastecimiento de la demanda con un grado de seguridad razonable, la cual se consigue a costa de mayores inversiones pero, como se mencionó anteriormente, el perjuicio para el país por un eventual racionamiento es generalmente más costoso. Por ejemplo, tomando en cuenta que el costo del insumo eléctrico rara vez excede del 2% de los productos industriales, una deficiencia en el suministro de electricidad a estas industrias significaría dejar de producir bienes por un valor 50 veces superior al de la electricidad.

Los obstáculos para alcanzar los objetivos de la planificación eléctrica se relacionan generalmente con problemas técnicos y con las condiciones económicas y sociales que prevalecen en un país dado, y las consecuencias que pueden producir son de la más variada naturaleza, ya que pueden entorpecer la viabilidad de un plan. Por esta razón resulta imprescindible analizarlas exhaustivamente y ponderarlas adecuadamente.

La mayoría de las restricciones son de origen externo a la empresa eléctrica. Como ejemplo se pueden citar: el uso múltiple de las cuencas hidrográficas; la creación de polos de desarrollo; el empleo obligado de ciertos combustibles, y la necesidad de ahorrar divisas, entre otros.

Adicionalmente, la producción y la transmisión de la energía eléctrica se concentran generalmente en empresas estatales de utilidad pública y consecuentemente la formulación y la evaluación de los proyectos en este sector deben estar orientadas por criterios de interés nacional. Esto significa, al menos en teoría, que las obras de electrificación deben competir con el resto de los proyectos gubernamentales, es decir, que el sistema nacional de planificación debe hacer evaluaciones comparativas y pronunciarse en favor de los que satisfacen mejor los intereses y objetivos prioritarios de la nación. Sin embargo, en la mayoría de los casos se puede aceptar a priori, que es preciso abastecer la demanda eléctrica puesto que ésta no tiene sustituto y resulta indispensable además para el resto de las actividades productivas y por ende para el desarrollo económico nacional.

El período de análisis debe abarcar un intervalo lo suficientemente amplio para permitir la ejecución de aquellas obras que precisan de mayor tiempo para su construcción (hidráulicas mayores), pero lo suficientemente

/reducido

reducido para evitar los efectos negativos de la incertidumbre, común a todo pronóstico de largo plazo. Como regla empírica se acostumbra fijar un horizonte de tiempo dos veces superior al período requerido por la obra de mayor plazo de construcción.

Establecidos los objetivos y sus obstáculos, el próximo paso es la búsqueda de la solución óptima. Para el caso en estudio, ésta corresponde a la determinación de la alternativa que signifique un abastecimiento eléctrico seguro al menor costo. Para ello se requieren los siguientes estudios: i) proyección de la demanda; ii) análisis de los recursos, y iii) selección de alternativas.

#### b) Proyección de la demanda

Determinar los requerimientos futuros de energía eléctrica es una tarea de la mayor importancia ya que, como se mencionó anteriormente, la disponibilidad de electricidad condiciona en buena medida el desarrollo económico y social del país. En otros términos, si no se satisface la demanda de energía eléctrica se frena el progreso nacional. Por otra parte, una sobreestimación del consumo conduce a un exceso de instalaciones que permanecerían ociosas al menos parcialmente, y significarían la inmovilización de inversiones que podrían haberse utilizado para otros fines.

Los métodos que se emplean con mayor frecuencia para elaborar las proyecciones de la demanda son los globales y los sectoriales. El global determina la demanda futura en forma integrada, sin diferenciar los crecimientos, eventualmente disímiles, que pueden registrar los diversos sectores usuarios de la energía eléctrica, el sectorial separa la demanda por sectores de actividad y categorías de consumidores, analizando individualmente sus tendencias de crecimiento y considerando, en su caso, los proyectos con alto potencial de consumo.

Las técnicas clásicas para las proyecciones globales de la demanda consisten en determinar correlaciones simples con el tiempo, o bien múltiples, utilizando indicadores económicos vinculados al sector eléctrico, tales como el producto nacional bruto, el índice de producción industrial,

/los precios

los precios de la energía, y otros. Debe destacarse, sin embargo, que estas últimas correlaciones deben adoptarse con cautela, ya que con frecuencia los componentes de un determinado indicador económico no contribuyen, durante todo el período considerado, en una misma proporción a la demanda eléctrica. Esto puede ocurrir en el producto nacional bruto, por ejemplo, con sus componentes agrícola e industrial.

El método de análisis sectorial, como ya se señaló, estudia por separado los posibles consumos futuros de cada sector. Sus resultados pueden ser evidentemente de mayor precisión que los del método global, siempre y cuando se disponga de información fidedigna sobre los proyectos que cada sector tenga programado desarrollar.

Varios factores, muy difíciles de prever, alejan las demandas reales de las predicciones (crisis económica, fenómenos inflacionarios, cambios de políticas tarifarias, crecimientos explosivos, etc.) y por estos motivos existe una tendencia a considerar la previsión de las demandas como un fenómeno aleatorio o, en el caso más simple, a establecer rangos probables de variación máxima y mínima en relación con una proyección media.

### c) Análisis de los recursos

Concluido el estudio de las proyecciones de la demanda, se procede a la evaluación técnicoeconómica de los recursos, es decir, de los diversos medios de generación que se pueden utilizar y de sus elementos asociados, como son las subestaciones de transformación y las líneas de transmisión. Para estos fines se acostumbra clasificar los medios de generación en dos grandes categorías: centrales de base y centrales de punta.

En términos relativos, como ya se comentó, las centrales térmicas de base demandan una inversión elevada, pero sus costos de operación son más bajos. En consecuencia, se adaptan a un funcionamiento continuo que implica un alto factor de utilización (factor de planta). Las centrales térmicas de punta requieren en cambio inversiones menores, pero presentan costos de operación más altos, y resultan, por lo tanto, más apropiadas

/para un



para un funcionamiento de sólo algunas horas diarias. Entre las centrales de base típicas, se encuentran las térmicas a vapor, las nucleares y las de diesel lentas, y entre las de punta, las turbinas a gas y las de diesel rápidas.

Las centrales hidroeléctricas pueden emplearse tanto en la base como en la punta. Una vez construidas, sus costos de operación son marginales y deben por lo tanto operarse con el fin de maximizar la cantidad de energía que suplan al sistema. También pueden existir consideraciones externas que condicionen los caudales turbinales como es el caso de las necesidades de los usuarios, aguas abajo de los desfuegos de las plantas.

El tamaño inicial de las centrales hidráulicas está determinado principalmente por las características hidrológicas y topográficas, así como por su ubicación con respecto al centro de carga. Por ejemplo, las centrales con costos más bajos y localizadas a distancias razonables de los mercados principales se pueden sobreequipar ventajosamente debido a que el costo por kW adicional transmitido resulta más económico. En todo caso, el equipamiento es materia de un análisis económico cuidadoso y queda finalmente subordinado a su eventual funcionamiento como parte integral de un sistema.

Las centrales geotérmicas presentan por regla general costos de capital bastante elevados, pero costos de operación marginales. Por ello se pueden considerar similares a las centrales hidráulicas de caudal constante y sin almacenamiento. La operación debe realizarse obligatoriamente en la base para obtener un alto factor de utilización de los equipos que asegure a su vez la amortización de las inversiones realizadas.

En resumen, la determinación de las características técnicas y económicas de las centrales térmicas de cualquier tipo es una tarea relativamente sencilla si se compara con las centrales hidráulicas y geotérmicas, ya que en el caso de estas últimas interviene una serie de condiciones locales que se caracterizan más bien por su falta de homogeneidad.

/La evaluación

La evaluación de todos los factores necesarios para poder elaborar un anteproyecto, requiere al menos de tres a cuatro años, con una inversión que puede llegar a los 5 millones de pesos centroamericanos en el caso de centrales hidráulicas y geotérmicas de cierta magnitud.

d) Selección de alternativas

En la etapa final de la formulación de un programa de obras eléctricas, es preciso encontrar la alternativa óptima. El problema puede plantearse en los siguientes términos: por una parte, la demanda de energía eléctrica se caracteriza por su variabilidad en el tiempo (oscila durante las horas del día, en el transcurso del año y también de año en año) y como no puede ser almacenada, debe ser generada en el instante mismo en que se necesita. Por otra, como ya se ha mencionado, los distintos medios de generación presentan características económicas y de operación muy diferentes. El papel del planificador consiste pues en determinar la proporción y el tipo de generación (térmica o hidráulica) que puede abastecer la demanda a más bajo costo, y que se pueda adaptar mejor a las fluctuaciones del consumo que se desea servir.

Como base para determinar el costo mínimo, es preciso, en la gran mayoría de los casos, elegir una de varias alternativas con el fin de incrementar un sistema ya existente para que abastezca la demanda durante un período determinado. Cada alternativa presenta sus propios costos de inversión y de operación, y además se deben considerar los costos de operación del sistema existente ya que, al menos en parte, difieren para cada alternativa.

Un problema importante a tomar en cuenta, y al que ya se aludió, se refiere a la seguridad de servicio. Es decir, al comparar económicamente las alternativas es preciso que todas ellas den por resultado la misma seguridad o bien que se asigne a ésta un valor monetario. La tendencia moderna, especialmente en los países desarrollados, es adoptar la segunda modalidad, mediante la llamada "valorización de la falla". Este concepto se basa en el hecho de que la electricidad no servida produce cierta pérdida de producción o de bienestar por medio de la cual es posible medir el costo del perjuicio ocasionado. El problema no es

fácil de resolver debido a que se desconoce con precisión el destino de la energía no servida y a que el costo de la pérdida es muy variable, no sólo según la utilización que se esté haciendo de la energía sino también por la magnitud de la falla. Cabe considerar asimismo la posibilidad de efectuar racionamientos selectivos en caso de un déficit de energía.

Con base en los planteamientos anteriores, los componentes principales del costo total para abastecer de energía un sistema en crecimiento durante un período predeterminado de años serían: i) las inversiones en obras nuevas; ii) los costos de operación del sistema, incluyendo instalaciones existentes y nuevas, y iii) el costo de la energía no servida o costo de falla. La función de costo a minimizar sería la sumatoria de los tres componentes mencionados.

En el caso de las inversiones, se consideran sus costos anuales y los valores de rescate al final del período analizado. La determinación de los costos de operación es más compleja ya que depende generalmente de factores aleatorios como las demandas y las condiciones hidrológicas en el caso de los equipos hidráulicos. El costo de la energía no servida, que depende también de la profundidad de la falla, se puede medir con base en el costo marginal de generación de las centrales térmicas más caras.

También se acostumbra realizar estudios de sensibilidad con el fin de comprobar el efecto sobre las diversas alternativas de las variaciones de los parámetros más importantes. Entre éstos cabe mencionar los costos de construcción, las variaciones en el precio de los combustibles y la tasa interna de retorno.

La multiplicidad de variantes y de alternativas en sistemas de cierta magnitud obliga a emplear modelos matemáticos y técnicas de computación electrónica que permitan encontrar soluciones óptimas. Aún así se requiere simplificar el problema respecto a la distribución geográfica del sistema y a los detalles de operación del mismo.

En resumen, se puede llegar a una solución a través de las siguientes etapas: i) definición de los medios de generación a largo plazo; ii) estudio detallado de la operación del sistema; iii) análisis de las redes de transmisión, y iv) estudios economicofinancieros.

## II. INTERCONEXION REGIONAL

### 1. Antecedentes y beneficio de las interconexiones

#### a) Antecedentes

La integración de los sistemas eléctricos entre dos o más de los seis países del Istmo Centroamericano ha sido objeto de amplio debate en la región, en el seno del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) organismo subsidiario del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos, el cual pertenece a su vez al Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano (CCE), integrado por los Ministros de Economía de los países miembros.

Con el apoyo técnico de la CEPAL, que actúa como secretaria del GRIE, se han realizado estudios técnicoeconómicos para evaluar varias alternativas de interconexión entre los sistemas de El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Guatemala-El Salvador. Adicionalmente se está llevando a cabo un estudio muy completo sobre la integración eléctrica de toda la región al que se hará referencia más adelante.

Entre los más importantes avances realizados por los países en la materia cabe mencionar que se encuentra funcionando una línea de interconexión entre Honduras y Nicaragua; que Costa Rica y Nicaragua suscribieron un convenio para integrar sus sistemas eléctricos, y que se está realizando un estudio de factibilidad para la interconexión Guatemala-El Salvador.

También cabe mencionar que en la Cuarta Reunión del GRIE, celebrada en la ciudad de Panamá en febrero de 1977, se discutió una propuesta para establecer un organismo denominado Unión Centroamericana de Electrificación (UCEL), que tendrá entre sus objetivos promover el desarrollo integrado del sector. Dicha propuesta ha sido considerada como favorable por los gerentes de los organismos de electrificación, y de ser adoptada significará un apoyo definitivo a todas las actividades relacionadas con la interconexión eléctrica. En la UCEL los gobiernos contarían con un mecanismo adecuado para canalizar gestiones, estudios, y toda clase de actividades que propugnen por un mayor acercamiento regional en el sector eléctrico.

/b) Beneficios

b) Beneficios de las interconexiones

Los beneficios que pueden obtenerse de una interconexión se derivan de factores muy diversos y en lo fundamental difieren según la modalidad o el tipo de interconexión que se lleve a cabo y que podría ser:

- i) Mediante una integración nominal que no afecte los programas nacionales de instalaciones de generación;
- ii) Con base en una integración más amplia que regule la planificación de los sistemas nacionales y pueda afectar en mayor o menor grado sus programas de obras importantes.

En el primer caso que implica un desarrollo nacional autónomo, si se asume una operación integrada, se obtienen beneficios mediante una mejor utilización de los equipos existentes al contarse con un mercado más amplio y poder aprovecharse en su caso de las diversidades horarias y estacionales de la demanda. Adicionalmente se pueden disminuir los derrames en las centrales hidroeléctricas y aumentar los rendimientos de las termoeléctricas --lo cual implica ahorros de combustible-- mediante la optimización de sus factores de utilización. También la operación integrada de sistemas mixtos hidrotérmicos permite sacar ventaja de las posibles diversidades en materia de caudales afluentes y de manera especial cuando se dispone de grandes embalses. Adicionalmente, un sistema interconectado aumenta la seguridad del servicio en caso de fallas en los equipos al contarse con el respaldo del sistema vecino.

Cuando la interconexión implica la planificación conjunta, a los beneficios anteriores se suman otros que varían según el grado de dependencia eléctrica entre los países asociados y que en términos generales provienen de los siguientes conceptos:

- i) Disminución de la potencia total instalada por la reducción de las reservas requeridas para una misma seguridad de servicio y por la diversidad de las demandas entre sistemas;
- ii) Ahorros en inversión por economías de escala en todo tipo de proyectos, al obtenerse menores costos unitarios en los proyectos mayores que permiten los mercados integrados;
- iii) En general optimización de los costos tanto de inversión como de operación al disponerse de una mayor gama de proyectos para suplir una demanda más grande.

## 2. La interconexión en el Istmo Centroamericano

### a) Características de los sistemas centroamericanos

A continuación se resumen a grandes rasgos las características generales de los sistemas eléctricos de los seis países del Istmo Centroamericano.

La potencia instalada a finales de 1976 alcanzó los 1 900 MW de los cuales unos 800 correspondieron a centrales hidroeléctricas. Se generaron más de 6 700 GWh, y aproximadamente la mitad de ellos tuvieron origen hidráulico. Un 50% de la capacidad instalada, así como de la generación, correspondió a Costa Rica y Panamá (incluyendo la Zona del Canal) y en esos mismos países se observaron los valores extremos de generación hidráulica: 93% en el primero y 24% en el segundo.

Se consumieron 6 000 GWh, lo que para un total de unos 920 000 consumidores significó un consumo específico de aproximadamente 6 500 kWh por abonado. La cifra equivalente por habitante fue de 340 kWh con base en una población de 19.5 millones.

En materia institucional, la casi totalidad de la energía eléctrica es generada en el Istmo por empresas estatales, que tienen a su cargo la planificación del sector a escala nacional, y que controlan además la distribución en los mercados mayoritarios en cinco de los seis países.

En 1975 las empresas eléctricas del Istmo registraron un activo fijo de 750 millones de pesos centroamericanos, correspondiendo un 55% a las obras de generación. Los ingresos en ese mismo año superaron los 260 millones; --con base en un precio medio de 4.1 centavos por kWh-- y las utilidades netas alcanzaron los 40 millones de pesos centroamericanos.

Finalmente, las principales centrales térmicas consumieron más de 930 millones de toneladas de combustibles derivados del petróleo, lo que significó una salida de divisas de unos 80 millones de pesos centroamericanos.

### b) Recursos disponibles

Los recursos conocidos más importantes de que disponen los países del Istmo Centroamericano para la generación eléctrica, son los hidráulicos. Según investigaciones recientes, que aún requieren de estudios más profundos,

/se aprecian

se aprecian buenas perspectivas en materia de recursos geotérmicos. También se estima que existen posibilidades para obtener energía de fuentes no convencionales, aun cuando no se cuenta todavía con estudios definitivos al respecto.

En materia de potencial hidroeléctrico, se han realizado estudios de tipo global y otros al nivel de inventario de proyectos. En los primeros se considera la utilización de todos los caudales y caídas disponibles, mientras que los segundos comprenden la identificación de proyectos específicos con lo cual se obtiene un mayor grado de precisión. Cabe mencionar que en algunos países los estudios a nivel de inventario no cubren la totalidad de las cuencas hidrográficas, pero sí aquellas con mayor potencial y que además en algunos casos los inventarios realizados incluyen proyectos cuyos costos resultan antieconómicos al presente.

Los resultados obtenidos indican una disponibilidad de energía del orden de los 120 000 GWh para todo el Istmo. Si se asume en términos generales que en un año seco se podría contar con un 75% del caudal medio, la generación posible para dicho año sería de unos 90 000 GWh, que supera la demanda de energía estimada para la región en el año 2000, y que en números redondos sería de unos 60 000 GWh. Se puede concluir entonces que en lo que resta del presente, la región en conjunto podría abastecer con recursos propios sus necesidades eléctricas, y reducir al mínimo la importación de combustibles derivados del petróleo. Esta conclusión cobra mayor fuerza si se considera la disponibilidad (aún por cuantificar) de energía eléctrica proveniente de fuentes geotérmicas.

Por otro lado, la situación al año 2000 a nivel de países, es que en tres de ellos se registrarían excedentes; en El Salvador y Panamá se observarían déficit. En Nicaragua probablemente también habría déficit, dado que la mayoría de los proyectos incluidos en los inventarios de ese país, se consideran antieconómicos en las circunstancias actuales. (Véase el cuadro 1.)

Quadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACIONES DE LA DISPONIBILIDAD DE ENERGIA HIDROELECTRICA  
Y DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL AÑO 2000

(GWh)

	Istmo Centroamericano	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Energía disponible en año medio a/	118 650	43 300	4 100	12 300	12 900	39 050	7 000
Energía disponible en año seco a/	91 000	32 000	3 000	9 000	9 000	30 000	5 000
Demanda de energía	58 700	10 700	7 300	6 600	6 400	11 100	16 600
Balance		+21 300	-4 300	+2 400	+2 600	+18 900	-11 600

a/ Se refiere a los proyectos identificados en los estudios de evaluación del potencial hidroeléctrico.

/c) Posibles



c) Posibles beneficios

En un documento elaborado por la CEPAL a principios de 1977, se obtiene una idea aproximada de los posibles beneficios que producía la interconexión eléctrica generalizada entre los seis países del Istmo Centroamericano.<sup>1/</sup> En dicho estudio se consideraron dos alternativas de interconexión representativas de las condiciones extremas posibles. Por una parte, se analizó un sistema regional con desarrollo integrado donde la planificación y la operación tienen como meta aprovechar al máximo los recursos del área; por otra, se estudió un sistema regional con desarrollo independiente en el cual las obras nacionales se planifican aisladamente, pero la operación de las centrales se realiza en forma conjunta.

Como era de esperarse, el sistema regional con desarrollo integrado resultó el más favorable, con ahorros superiores a los 500 millones de pesos centroamericanos (valor presente) para el período 1980-2000. En el sistema regional con desarrollo independiente, el rango de los ahorros oscilaría entre los 200 y los 500 millones. En ambos casos habría que restar a los beneficios mencionados los costos de construcción y operación de la red de transmisión internacional, que en ningún caso llegarían a los 100 millones de pesos centroamericanos en materia de inversión.

Los resultados mencionados deben considerarse solamente como indicativos del orden de magnitud de los beneficios, dado que no se contó con suficiente información básica ni con la metodología más adecuada para las condiciones típicas de la región.

3. Proyecto de Interconexión Eléctrica del Istmo Centroamericano  
(Segunda parte)

En la Cuarta Reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE) celebrada en Panamá a principios de 1977, los países del Istmo acordaron la elaboración de un estudio completo sobre la interconexión eléctrica de sus

1/ Véase, CEPAL, Resultados preliminares del estudio de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano. Evaluación de los beneficios globales de la interconexión (CCE/SC.5/GRIE/IV/6 Rev.1), febrero de 1977.

respectivos sistemas de generación y transmisión. Dicho estudio se basaría en los términos de referencia que al respecto presentara la Subsección de la CEPAL en México en su carácter de secretaria del GRIE, y que se detallan más adelante.

La ejecución del estudio fue asignada a la Subsección de la CEPAL, la cual contaría con el apoyo técnico para trabajos especializados de otros organismos de las Naciones Unidas --el Centro de Recursos Naturales, Energía y Transporte (CRNEYT), la Oficina de Cooperación Técnica (OCT) y la Agencia Internacional de Energía Atómica (AIEA)-- de firmas consultoras y de expertos ad-hoc. Entre los organismos regionales e internacionales que prestarían su apoyo financiero se cuenta: el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El estudio ya ha sido iniciado y se espera habrá de concluirse para mediados de 1979 a un costo cercano al millón de pesos centroamericanos.

Los objetivos generales del estudio se pueden resumir como sigue:

- i) optimizar los programas de adiciones de generación a largo plazo para abastecer la demanda aislada de los seis países, y la regional correspondiente, según diversas alternativas de interconexión; ii) definir los programas de obras de transmisión a mediano plazo de cada una de las alternativas señaladas en el inciso anterior, y iii) evaluar los beneficios globales nacionales y regionales de las diversas modalidades de interconexión eléctrica y definir un programa de interconexiones a mediano plazo.

A continuación se señalan en forma sucinta los términos de referencia de los trabajos.

a) Estudios básicos

- i) Políticas de operación de los proyectos hidroeléctricos. Para todos los proyectos considerados se revisarían y completarían los registros hidrológicos con el fin de obtener muestras aceptables lo más uniformes posible. Con base en los datos anteriores y en las características técnicas y de operación, se formularía para cada proyecto y cada sistema una política de operación que permitiría optimizar la producción de dichos sistemas.

/Se definirían

Se definirían asimismo las energías generables para años de hidrología seca, media y húmeda, así como la energía máxima transferible de la estación húmeda a la seca, de acuerdo a las capacidades de los embalses. Lo anterior se haría para diversas potencias con el propósito de obtener curvas de energías generables en función de la capacidad instalada.

ii) Actualización de los costos de proyectos hidroeléctricos. Partiendo de los inventarios de proyectos disponibles en los seis países (a nivel de factibilidad, prefactibilidad y de evaluación) se seleccionarían todos aquellos que tengan antecedentes fidedignos, exceptuando los proyectos programados para entrar en operación antes de la fecha de inicio del estudio. Para estos proyectos se establecería su grado de definición tomando en cuenta la cantidad y calidad de la información disponible y utilizada en la elaboración de los anteproyectos. Luego se determinaría el porcentaje de imprevistos que reflejen dicho grado de definición.

Como siguiente paso se establecerían bajo criterios uniformes los costos de los proyectos seleccionados en la forma siguiente: se definirán las cantidades unitarias de obras características por proyecto; se establecerán los costos unitarios aplicables a dichas obras en cada país (las cuales deberán reflejar las condiciones locales tales como disponibilidad de materiales, mano de obra especializada, etc.); y, por último, se estimará la variación del costo para distintas capacidades instaladas con el fin de obtener una función costo vs. potencia.

iii) Características técnicas y costos de centrales termoeléctricas. Se determinarán las características técnicas de funcionamiento y mantenimiento (curvas de rendimiento, programas de inspección, etc.) de los equipos termoeléctricos considerados en el estudio. De la misma manera se estimarán las inversiones, desglosadas por renglones principales, así como los costos fijos y variables de operación y mantenimiento. También, se diferenciarán los costos anteriores considerando las posibles localizaciones alternativas de las centrales (a la orilla del mar, en lugares con poca agua superficial, etc.), los que a su vez se discriminarán en locales y extranjeros.

Finalmente, se determinarán las características de los derivados del petróleo que se utilizan generalmente en la región para propósitos de

/generación

generación eléctrica. Se investigarán además las probabilidades para obtener recursos carboníferos a precios competitivos y, en su caso, se establecerán sus características de combustión.

iv) Proyección del mercado eléctrico. Se recolectará la información sobre las últimas proyecciones de la demanda elaborada por los países y se identificarán los consumos de mayor importancia, tales como los industriales, los mineros y los de riego.

Para cada uno de los países se efectuará una proyección global a largo plazo 1978-2000 de las demandas anuales de potencia y energía, la cual habrá de verificarse mediante estudios sectoriales cuando ello se estime necesario; también se calculará el factor de diversidad existente entre los sistemas del Istmo y su evolución futura.

Las proyecciones de la demanda se desagregarán a nivel de subsistemas de manera que cada área quede representada por un nodo, para el cual se determinarían, a nivel mensual, curvas típicas de demanda, demanda máxima de potencia y demanda de energía, así como las características del consumo.

v) Evaluación del potencial geotérmico. Se efectuará, para cada uno de los países, una estimación del potencial geotérmico susceptible de desarrollarse, incluyendo las fechas en las que las plantas podrían entrar en operación y su capacidad recomendable. Para tales efectos se revisarán los estudios efectuados en el Istmo, se solicitará la asesoría de los expertos que han trabajado en la zona y, de contarse con los fondos necesarios, se llevarán a cabo inspecciones de campo. Se estimará también la inversión requerida en centrales geométricas para la región, que comprenderá exploración de campos, construcción de plantas y evacuación de residuos; cuando ello fuere necesario, y se calcularán los costos fijos y variables de operación de las plantas correspondientes. Para estas labores se cuenta con el apoyo técnico de la Oficina de Cooperación Técnica (OCT) y del Centro de Recursos Naturales, Energía y Transporte (CRNEYT), que cuentan con amplia experiencia en este campo.

b) Evaluación de los desarrollos

i) Definición de los programas de desarrollo (1980-2000). Para estos fines se considerarán las siguientes variantes:

1) Integración marginal. En este caso las adiciones de generación se mantienen iguales a las establecidas para los sistemas nacionales. La operación de los equipos de generación se lleva a cabo en forma mancomunada.

2) Integración parcial. En esta variante los países abastecen un porcentaje estipulado de sus demandas bajo criterios individuales (por ejemplo un 80%). Al igual que en lo anterior, la operación de los medios de generación se realiza de manera conjunta.

3) Integración total. En esta alternativa la región se considera como una sola área y tanto las adiciones de generación como la operación se hacen con criterios regionales.

En los estudios respectivos se utilizan entre otros los siguientes modelos matemáticos de optimización: un Modelo de Selección de Inversiones denominado (MGI), originario de la Empresa Nacional de Electricidad de Chile (ENDESA), se empleará para definir los programas de adiciones a largo plazo; el modelo "WASP" de la Agencia Internacional de Energía Atómica (AIEA) se utilizará para los estudios de mediano plazo.

El primero es un modelo multinodal que optimiza las adiciones de generación en el largo plazo considerando unas tres condiciones hidrológicas. Generalmente abarca de 2 a 4 periodos estacionales por año y cubre una serie de años típicos dentro de un periodo largo de tiempo. El segundo también optimiza las adiciones de generación a base de un modelo unnodal muy detallado. Cubre todos los años del periodo analizado --subdivididos hasta en 12 partes-- y con un máximo de 5 condiciones hidrológicas. Sin embargo requiere en el caso de las centrales hidroeléctricas que su secuencia de entrada sea predeterminada. Cabe mencionar que en estos estudios se incluye el análisis de los sistemas aislados de cada uno de los seis países, los cuales se requieren como base de comparación.

ii) Transferencias de potencia y energía. Se determinarán las transferencias de potencia y energía entre países en años definidos como típicos

y bajo diversas condiciones hidrológicas. Para ello se desarrollará un programa de computación que, basado en los resultados de operación proporcionados por el modelo WASP, permita determinar las energías transferibles. Las transferencias de energía que se empleen para estimar los beneficios de la interconexión y se basen en las condiciones hidrológicas medias para las transferencias críticas a utilizarse en el cálculo de las redes internacionales de transmisión, se basarán en las condiciones hidrológicas extremas.

iii) Red internacional de transmisión. Los estudios de transmisión cubrirán en primer término los programas de transmisión compatibles con el desarrollo independiente de cada sistema eléctrico nacional considerado aisladamente. Luego analizarán los sistemas de transmisión que se precisan para efectuar las interconexiones entre los seis países, según las diferentes alternativas ya señaladas. En todos los casos la operación de los sistemas se optimizará incluyendo intercambios de energía entre países con el fin de obtener economías de operación. Los estudios permitirán formular planes de desarrollo optimizado para todos los casos ya citados, referidos a cuatro años típicos establecidos previamente en los estudios de operación y de transferencias de energía. Finalmente, se definirán la filosofía y las características de un centro regional de despacho, así como de los centros nacionales que permitan operar los sistemas de manera económica y coordinada. Se deberán precisar etapas de desarrollo que cubran por lo menos las necesidades de control y despacho de los primeros cinco años.

iv) Justificación económica de las interconexiones. Con base en los costos medios de operación de los sistemas aislados y de las alternativas de interconexión definidas anteriormente, se determinarán los beneficios economicofinancieros que produciría la operación conjunta de los sistemas para las diversas alternativas de interconexión.

A partir de los costos de los sistemas internacionales de transmisión y de los beneficios individuales para cada país, se estudiará la conveniencia económica de la construcción de cada una de las líneas de interconexión. En caso de que no todas las líneas internacionales resulten rentables, se analizarán interconexiones de menor capacidad y mayor utilización. Si aún

/así surgieran

así surgieran líneas que no fueran rentables, se deberán estudiar de manera especial las posibles interconexiones entre grupos de países. Por último, habrán de efectuarse los estudios de sensibilidad que sean necesarios para reflejar la incidencia en las conclusiones del estudio de las posibles variaciones en los principales parámetros económicos, tales como la tasa de actualización, los costos de combustible y otros.

The following table shows the results of the survey conducted in 1977-1978. The data is presented in a tabular format, with columns representing different categories and rows representing different sub-categories. The table is organized into two main sections, each with its own set of sub-headers. The first section covers the period from 1977 to 1978, and the second section covers the period from 1978 to 1979. The data is presented in a clear and concise manner, allowing for easy comparison and analysis of the results.