2, JOVEC

NACIONES UNIDAS

CONSEJO ECONOMICO Y SOCIAL

LIMITADO
GRIE/GT-N-CR/II/2
TAO/LAT/103
27 de febrero de 1970

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
Y RECURSOS HIDRAULICOS

Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica

Grupo de Trabajo sobre Interconexión
Eléctrica Nicaragua-Costa Rica
Segunda reunión
San José, Costa Rica, 4 a 7 de marzo de 1970

ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS NACIONALES DE NICARAGUA Y COSTA RICA

Informe preparado para el Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica Nicaragua-Costa Rica por el señor Ernesto Richa, experto de la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas e integrante de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.

Este informe no ha sido aprobado oficialmente por la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas, la que no comparte necesariamente las opiniones aquí expresadas.

INDICE

/3. Sistema

/INDICE DE CUADROS

INDICE DE CUADROS

Cuadro

A. Mercados eléctricos (1 a 6)

B. Recursos para la generación de energía eléctrica (7 a 13)

/C. Sistemas

Cuadro

C. Sistemas nacionales (14 a 27)

/D. Alternativas

Cuadro

D. Alternativas de interconexión (28 a 43)

/E. Resultados

Cuadro

E. Resultados económicofinancieros (44 a 46)

F. Costos unitarios estimados para obras de transmisión y centrales hidroeléctricas programadas (47 a 59)

INDICE DE GRAFICOS

/Gráfico 13

Gráfico

INDICE DE LAMINAS

Lámina

/INTRODUCCION

INTRODUCCION

Por recomendación del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos,[1/] la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica fue objeto de estudio en 1964 cuando se reunieron representantes del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) de Nicaragua para conocer y discutir el informe preparado por la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.[2/] En esa ocasión se acordó designar una comisión conjunta que se encargaría de estudiar con más detalle ciertos aspectos del problema, ya que se preveían cambios fundamentales en la programación de ambos sistemas.

Posteriormente, y en cumplimiento de lo acordado en la primera reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE) celebrada en Tegucigalpa, Honduras en mayo de 1968,[3/] la Misión Centroaméricana de Electrificación llevó a cabo una evaluación de diversas alternativas de interconexión en el Istmo Centroamericano.[4/] En ese estudio se estableció que los sistemas combinados de Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica y Costa Rica-Panamá, ofrecían condiciones favorables para su interconexión por las características de sus fuentes y mercados de energía eléctrica y, en algunos casos, por su proximidad.

Teniendo en cuenta las observaciones hechas a esta primera evaluación por los representantes del ICE y de ENALUF, se ha preparado el presente informe en el cual se analizan con mayor detalle varias alternativas de interconexión de los sistemas nacionales de Nicaragua y Costa Rica. En esta investigación se contó con la asistencia técnica del Gobierno de Suiza, cuyos representantes hicieron recomendaciones y sugestiones con base en su experiencia en los

1/ Resolución 13 (SC.5) aprobada el 30 de mayo de 1963.
2/ Desarrollo combinado del sistema pacífico de Nicaragua y del sistema central de Costa Rica (E/CN.12/CCE/SC.5/31; TAO/LAT/45).
3/ Informe de la primera reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (E/CN.12/CCE/SC.5/63).
4/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Evaluación de Interconexiones para sistemas eléctricos combinados. Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica, Costa Rica-Panamá (CEPAL/MEX/69/20)

/sistemas

sistemas interconectados europeos. Al documento se han incorporado las siguientes modificaciones a la información y criterios básicos utilizados en el documento anterior:

a) El estudio de mercado elaborado por la ENALUF en octubre de 1969, en el cual las estimaciones de demanda de potencia y requerimientos de energía son mayores que en el estudio anterior efectuado en 1967. La diferencia en 1980 es de 19 por ciento y en 1985 de 32 por ciento;

b) El programa de adiciones modificado por ENALUF para cubrir las proyecciones del nuevo estudio de mercado;

c) El período de estudio se ha reducido hasta 1982 (en lugar de 1985) porque los proyectos definidos en los dos sistemas cubren las necesidades de ambos mercados hasta ese año solamente;

d) Se han analizado nuevas alternativas con el fin de obtener una mejor evaluación de la energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica que puede ser utilizada por el sistema de Nicaragua y se estudió con más detalle la operación complementaria de las centrales generadoras de ambos sistemas. Se examinan dos alternativas básicas de interconexión: A y B. En la primera cada sistema mantiene sus programas de adiciones de generación-transmisión, y los beneficios económicos de la interconexión se derivan únicamente de la sustitución de energía térmica en Nicaragua por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica. Dentro de esta alternativa se consideraron dos variantes de operación de las centrales térmicas de Nicaragua dependiendo de que se operen continuamente (alternativa A-1) o que se paren y arranquen diariamente (alternativa A-2). En la alternativa B se posponen adiciones en generación-transmisión para compartir reservas y aumentar así los beneficios económicos directos con el ahorro en costos de capital y gastos fijos de operación y mantenimiento.

Este documento servirá de base en las deliberaciones que sobre este tema llevarán a cabo los representantes de ambos países durante su segunda reunión que se celebrará en San José, Costa Rica, en marzo de 1970.

/I. CARACTERISTICAS

I. CARACTERISTICAS DE LOS MERCADOS

1. Descripción de los sistemas nacionales

a) Nicaragua

La República de Nicaragua, la mayor del Istmo Centroamericano en extensión territorial, cuenta con una superficie de 130 000 km^2, una densidad de población de 14 hab/km^2 y una población estimada de 1 848 000 habitantes en 1968.

La Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF), una institución autónoma del estado que tiene a su cargo la electrificación del país, sirve las principales poblaciones de la vertiente del pacífico a través de su Sistema Interconectado Nacional (SIN), y opera un número de pequeños sistemas aislados en toda la república.

El SIN sirve las siguientes zonas de consumo. (Véase la lámina 1.)

Central:	Managua y alrededores
Occidental:	León, Chinandega, Chichigalpa, Corinto
Oriente:	Masaya, Granada, Jinotepe
Norte:	Matagalpa, Jinotega, Sébaco

La población residente en estas zonas alcanza aproximadamente el 70 por ciento de la población total del país, y el SIN sirve la mitad, o sea el 35 por ciento de la población total.

Las facilidades de generación en el SIN, a fines de 1968, incluían una central de vapor de 30 MW en Managua, la central hidroeléctrica Centroamérica con 50 MW y una unidad de gas de 15 MW en Chinandega. Existen además unidades diesel con una potencia nominal total de 9.5 MW en Managua, León y Granada. El sistema de transmisión consta de 240 km de líneas de 138 kV y 205 km de líneas de 69 kV.

En 1968 la generación neta total en el sistema fue de 370 GWh y la demanda máxima alcanzó 69.4 MW.

b) Costa Rica

Este país tiene una superficie de 50 700 km^2 y, una población estimada para 1968 de 1 649 000 habitantes. La densidad de población es de

/33 hab/km^2,

33 hab/km^2, y cerca del 70 por ciento se localiza en la Zona Central (9 227 km^2), que concentra la mayor actividad económica del país.

Las principales empresas proveedoras de energía para servicio público en el país son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), cuyas acciones fueron adquiridas en casi su totalidad por el ICE. Existen, además, más de 20 empresas menores de propiedad municipal y privada.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), organismo estatal de administración autónoma, es el encargado de estudiar y resolver los problemas de electrificación del país. Todas las instalaciones eléctricas de la Zona Central han sido interconectadas mediante líneas de alto voltaje, formando el Sistema Nacional Interconectado (base del sistema de interconexión del país) que suministra energía a las principales empresas distribuidoras de dicha zona. (Véase de nuevo la lámina 1.)

En diciembre de 1968 la potencia total instalada en el sistema nacional interconectado era de 167.2 MW en centrales hidroeléctricas y 40.4 MW en centrales térmicas. El sistema de transmisión cuenta con 124 km de líneas de 138 kV y aproximadamente 110 km de líneas de 33 kV. La generación neta en el sistema en 1968 fue de 738 GWh y la demanda máxima de 155 MW.

2. Desarrollo histórico y proyecciones para 1970-85

a) Nicaragua

El Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua experimentó una alta tasa anual de crecimiento en el período 1960-68: 17.5 por ciento en los requerimientos de energía y 15.7 por ciento en la demanda máxima anual de potencia (de 104 GWh y 22 MW en 1960 a 379 GWh y 69 MW en 1968). El factor de carga aumentó de 54.0 a 61.2 por ciento en el mismo período, debido principalmente al establecimiento de importantes industrias. Las proyecciones para el período 1970-85 se basan en estudios realizados por la ENALUF en octubre de 1969. Las tasas promedio para este período resultan de 11.3 y 11.2 por ciento para la generación y la demanda máxima anual respectivamente, lo cual, aunque está por debajo de los promedios alcanzados entre 1960 y 1968, se considera razonable pues resulta similar a los

/obtenidos

obtenidos en los mercados más desarrollados de la región. De acuerdo con las proyecciones, ambos conceptos aumentarían de 500 GWh y 96 MW en 1970 a 2 490 GWh y 470 MW en 1985. El factor de carga anual se mantendría en aproximadamente 0.60. (Véase el cuadro 1.)

b) Costa Rica

El Sistema Nacional Interconectado de Costa Rica es, con excepción del de Panamá, el de mayor consumo de energía y demanda de potencia en el Istmo Centroamericano. La tasa promedio de crecimiento de 1960 a 1968 es la menor de los seis sistemas, por tratarse de un mercado con un alto índice de electrificación y un elevado consumo por habitante, en relación con el resto de la región. En el período analizado (1960-68) la generación de energía y la demanda anual de potencia aumentaron de 393 GWh y 93 MW a 738 GWh y 155 MW respectivamente, que corresponden, en el primer caso, a una tasa promedio de crecimiento de 8.2 por ciento y de 6.6 por ciento en el segundo. Los pronósticos para el período 1970-85 corresponden al estudio de mercado eléctrico efectuado por el ICE y se consideran razonables pues se basan esencialmente en una extrapolación corregida de las tendencias históricas de crecimiento en cada una de las principales empresas eléctricas interconectadas. La generación neta global se estima con base en las ventas más un 17 por ciento de pérdidas (13 por ciento en distribución y 4 por ciento en transmisión). Dicha generación varía de 838 GWh en 1970 a 2 660 GWh en 1985, lo que corresponde a una tasa promedio de crecimiento de 8 por ciento. Asimismo, la demanda máxima anual aumentará de 180 MW en 1970 a 506 MW en 1985, o sea a una tasa de 7.1 por ciento anual. Para calcular la demanda máxima anual se ha presumido que el factor de carga tiene un incremento aproximado de 1 por ciento anual que es el índice de aumento experimentado durante el período base estudiado por el ICE (1958-65). (Véanse los cuadros 1 y 2 .)

/3. Características

3. Características de la demanda de potencia y energía

a) Demandas horarias

Con base en la información suministrada por las empresas sobre la demanda horaria en un día laborable, un sábado y un domingo típicos de cada estación, se determinaron las curvas para el día promedio. (Véase el cuadro 4). Del análisis comparativo de las variaciones horarias de la demanda se deducen diferencias significativas para la interconexión de los dos sistemas. En el sistema nacional de Nicaragua, la energía en la base, que corresponde a las necesidades continuas de potencia mínima, representa el 72 y el 67 por ciento de la energía total diaria promedio en las estaciones seca y lluviosa, respectivamente. En Costa Rica estos valores son de 41 y 40 por ciento.

La reducida demanda de potencias en horas de poco consumo en el mercado de Costa Rica, y la falta de embalses de regulación en sus proyectos hidroeléctricos, producen excedentes de energía que pueden aprovecharse durante las mismas horas en el sistema nicaragüense, cuya demanda mínima mantiene valores relativos mucho mayores, tal como se indica en el párrafo anterior.

b) Variaciones mensuales

La demanda máxima anual de potencia ocurre en ambos sistemas durante el mes de diciembre, tal como se puede apreciar en el cuadro 3, en el cual se indican las demandas máximas mensuales en porciento de la demanda máxima anual. En el caso del sistema interconectado nacional de Nicaragua, las demandas máximas mensuales promedio para el período 1965-68, muestran variaciones considerables, siendo los meses de junio y julio los de menor demanda con un 78.8 y 78.6 por ciento, respectivamente, de la demanda máxima anual. En el sistema nacional de Costa Rica estas variaciones son mucho menores, y los meses de menor demanda son los de febrero con 91 por ciento y el de julio con 92 por ciento de la demanda máxima anual. Los requerimientos mensuales de energía también muestran mayores variaciones en el sistema nacional de Nicaragua que en el de Costa Rica. (Véase el cuadro 3). En Nicaragua, marzo es el mes de mayor requerimiento de energía

/correspondiendo

correspondiendo a junio el menor consumo (9.6 y 7.3 por ciento, respectivamente, de la energía total anual). En Costa Rica este máximo y mínimo corresponden a diciembre y febrero con 9.1 y 7.4 por ciento, respectivamente.

c) Diversidad de la demanda

La información disponible de los años 1967 y 1968 sobre las variaciones mensuales de demanda máxima y de requerimientos de energía, indica que sí existe alguna diversidad que al interconectar los dos sistemas, se podría aprovechar para reducir la capacidad de reserva. Por otro lado y con base en esa misma información, al considerar las variaciones horarias del día de máxima demanda anual en cada uno de los sistemas, se aprecia que mientras en 1968 existe cierta diversidad, en 1967 dicha demanda coincide en los dos. Como no se cuenta con mayor información y las características de los mercados podrían variar en el futuro, se consideró, conservadoramente para los efectos de este estudio, que no existe diversidad entre las demandas máximas de ambos sistemas.

d) Requerimientos estacionales

Para poder determinar los posibles intercambios de energía entre ambos sistemas es necesario determinar la demanda de potencia, los requerimientos de energía y sus disponibilidades, principalmente en las centrales hidroeléctricas, para cada sistema y en períodos coincidentes. Se decidió dividir el año en estación seca y lluviosa, según el sistema costarricense (febrero a mayo y junio a enero)[5/], por ser este país el que cuenta con los mayores recursos hidroeléctricos, y porque en general no tienen embalses que permitan la regulación anual de sus caudales.

5/ El ICE ha adoptado recientemente una división distinta: 21 de diciembre a 20 de mayo para la estación seca y 21 de mayo a 20 de diciembre para la lluviosa. Por lo avanzado del trabajo y por considerar que el cambio no afectará sensiblemente los resultados del estudio, se ha utilizado la distribución anterior.

/Debido

Debido a la gran diferencia que existe entre las estaciones seca y lluviosa en cuanto a la disponibilidad de energía hidroeléctrica, se consideró conveniente realizar el análisis de la operación de los sistemas sobre una base estacional. Para ello se requieren, además de las características de producción de las centrales existentes y programadas a que se refiere el capítulo III de este informe, los requerimientos y características estacionales del consumo en ambos sistemas.

Las necesidades estacionales para cada sistema (véase el cuadro 6) se estimaron con base en las proyecciones de la demanda máxima y de los requerimientos anuales de energía para el período 1970-85 (véase de nuevo el cuadro 2) y tomando en cuenta las variaciones mensuales de ambos a que se refiere el párrafo b) de esta sección.

Como no se contó con la curva de duración anual de las demandas horarias, las curvas integradas de energía-potencia, necesarias para distribuir las cargas entre las diferentes centrales, se elaboraron con base en los siguientes datos de 1967 suministrados por las empresas:

a) Demanda máxima anual (cuadro 5).

b) Variaciones mensuales de la demanda (cuadro 3) que permitieron obtener la demanda máxima para cada estación;

c) Variaciones mensuales de la energía (cuadro 3), con las que se obtuvo la generación por estación.

d) Demandas horarias para una semana típica de cada estación de 1967. Se tomó la demanda mínima de la semana como demanda mínima de la estación.

Estos datos definen dos puntos de la curva integrada: 1) el de la demanda mínima correspondiente a la energía base (con el cual se construye la parte recta de la gráfica), y 2) el de la demanda máxima y energía total en el período. Para la parte curva de la gráfica entre los puntos antes mencionados se utilizó una parábola tangente a ambos. Se ha encontrado que esta parábola se aproxima mucho a la forma de la curva integrada con base en una curva real de variaciones horarias de demanda. Se comprobó con las curvas de varios sistemas de la región que el error que se introduce con

/el uso

el uso de la curva parabólica no sobrepasó en ningún caso el 4 por ciento. Para puntos de la curva correspondientes a demandas superiores al 70 por ciento de la máxima, el error es prácticamente nulo.

De las curvas de energía-potencia obtenidas por el método que se describe en el párrafo anterior, se derivaron las de duración estacionales que se ilustran en los gráficos 1 a 4. En el caso de Costa Rica en que las variaciones mensuales de la demanda son relativamente pequeñas, la forma de la curva de duración es la misma para ambas estaciones, pero sufrirá variaciones en el período estudiado puesto que las proyecciones de la demanda y energía presumen que el factor de carga del sistema aumentará aproximadamente 1 por ciento por año. Para tomar en cuenta esto, se utilizaron dos curvas: una para el período 1973-78 con un factor de carga de 56 por ciento y otra para el período 1979-82 con un factor de carga de 60 por ciento. Para el SIN en Nicaragua, en el cual las variaciones mensuales de la demanda son mayores y las proyecciones prevén que el factor de carga anual se mantendrá alrededor del 60 por ciento, se estimó que las curvas de duración estacionales difieren entre sí pero que cada una de ellas mantendrá su forma durante el período 1973-82. El factor de carga para la estación seca ha sido estimado en 69 por ciento, y para la estación lluviosa en 59 por ciento.

II. RECURSOS PARA LA GENERACION Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

1. Centrales hidroeléctricas

a) General

Las características de producción y costos de las centrales hidroeléctricas existentes y programadas en los sistemas nacionales de Nicaragua y Costa Rica constituyen información básica fundamental para el estudio de las posibilidades de interconexión de los dos sistemas. Por esta razón se incluyen en este estudio las cifras correspondientes a estos dos países que aparecen en el estudio que la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos preparó en agosto de 1969.[6/]

Las características de producción de las centrales (cuadros 7 y 9) muestran la potencia instalada, el número de unidades, la generación y el factor de planta estacional y anual para el año hidrológico medio, la generación para el año seco y, para el período crítico, el embalse útil y la carga bruta. En las centrales que tienen capacidad de sobrerregulación se indican la generación y factores de planta estacionales en el año medio mencionado.

En los cuadros 8 y 10 se resumen las inversiones y costos de generación de las centrales hidroeléctricas de ambos países. Se incluye la inversión total y por kW instalado, los costos de capital, los gastos de capital, los gastos de operación y mantenimiento y los costos unitarios por kWh. Los costos de capital se calcularon estimando que las obras tienen una vida útil de 40 años y una tasa de interés del 8 por ciento anual. Para los gastos anuales de operación y mantenimiento se utilizó la siguiente fórmula en miles de dólares: 110 + 0.8 MW, que se obtuvo con base en los costos conocidos de centrales hidroeléctricas existentes y programadas en la región. La inversión total para cada proyecto fue estimada con base en procedimientos y costos unitarios para proyectos hidroeléctricos establecidos por la Misión

6/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Características de centrales hidroeléctricas. (CEPAL/MEX/69/21).

/en un

en un estudio especial sobre costos, revisado a fines de 1969,[7/] y en el cual se tomaron en cuenta las experiencias en la región y en otros países. En los cuadros 48 a 59, se presenta, para cada proyecto, un desglose de la inversión total por partidas principales. Además de los proyectos contemplados en los programas de adiciones presentados por los organismos eléctricos, se incluyen varios proyectos alternativos que se consideran de interés para la interconexión de los sistemas, tal como se explica más adelante al considerar las diferencias alternativas de interconexión.

Cuando en un sistema hidroeléctrico existen centrales con grandes embalses de regulación (anual o plurianual) y otras con muy poca capacidad de almacenamiento, la sobrerregulación permite complementar su operación para aprovechar en forma óptima el agua disponible: a) en la estación seca, durante la cual la energía disponible en las centrales a filo de agua es mínima, se genera lo más posible en las centrales con embalse, utilizando los volúmenes almacenados en adición a la escorrentía natural; b) durante la estación lluviosa ocurre lo contrario y los embalses recuperan su nivel normal de operación. La sobrerregulación es posible solamente cuando los caudales máximos turbinables en una central permiten una rápida utilización del volumen útil del embalse en un período determinado. Esta característica es propia de las centrales diseñadas con bajos factores de planta.

b) Nicaragua

La disponibilidad de energía hidroeléctrica en los proyectos existentes y programados en Nicaragua es pequeña, comparada con los requerimientos del mercado. Los factores de planta anuales de estos proyectos varían entre 19 y 47 porciento, para las centrales de Nicaragua y Santa Bárbara respectivamente. (Véase el cuadro 7.) La capacidad de sus embalses permite regular anualmente los caudales y operar las centrales a iguales factores de planta en las dos estaciones. Estas centrales, por su bajo factor de planta, están

7/ Consideraciones generales sobre el estudio de costos de proyectos hidroeléctricos en Centroamérica y Panamá. (CEPAL, Jorge Figuls Q.)

/diseñadas

diseñadas para operar en horas de demanda alta. La energía base deberá ser suministrada por las centrales de vapor del sistema, o reemplazada por energía hidroeléctrica excedente en un sistema vecino.

Al considerar la sobrerregulación de las centrales hidroeléctricas de Nicaragua, se tomó en cuenta el hecho de que operan en cascada y que Santa Bárbara cuenta con un embalse relativamente pequeño. Además, los caudales turbinables en algunas de las centrales limitan la sobrerregulación, tal como ocurre en Centroamérica. En el caso de Nicaragua y Santa Bárbara la sobrerregulación máxima está determinada por los caudales turbinables en esta última, que también se usaron para determinar la posible sobrerregulación en Rafael Mora a fin de mantener un valor mínimo razonable de generación durante la estación lluviosa. Si se compara la producción de energía con sobrerregulación de los embalses en ambas estaciones, con la energía disponible en años críticos, se concluye que aun en estos períodos los caudales naturales serán suficientes para llenar los embalses en la estación lluviosa generando la energía mínima necesaria.

Las inversiones estimadas para los proyectos hidroeléctricos de Nicaragua oscilan entre 326 dólares por kW en Santa Bárbara y 415 en Nicaragua. El precio promedio por kW instalado hasta 1982 será de 384 dólares y el costo promedio de producción de 10.2 mils por kWh. (Véase el cuadro 8.) Lo anterior no incluye los proyectos de Paiwas o El Coco por encontrarse en una etapa de estudio muy preliminar. La inversión para ambos proyectos ha sido estimada por la ENALUF en 280 dólares, y el costo del kWh generado sería de 7.2 mils.

c) Costa Rica

Los proyectos hidroeléctricos de Costa Rica se caracterizan por sus altos factores de planta. Durante la estación lluviosa éstos tiene un valor mínimo de 70 por ciento (Río Macho) y uno máximo de 100 por ciento (Cachí). (Véase el cuadro 9.) La energía disponible durante la estación lluviosa excede considerablemente las necesidades del mercado, y no puede ser almacenada debido a la falta de embalses. Estos excedentes podrían ser transferidos

/a otros

a otros sistemas durante la mayor parte del día, excepto durante las horas de máxima demanda por ser la potencia instalada igual o menor que ésta. Durante la estación seca las disponibilidades de energía son apenas suficientes para satisfacer los requerimientos del sistema nacional.

Las posibilidades de sobrerregulación en los proyectos hidroeléctricos de Costa Rica son prácticamente nulas debido a la pequeña capacidad de los embalses. Solamente en el caso de Pacuare se puede considerar una pequeña sobrerregulación que no afecta sensiblemente las disponibilidades y excedentes de energía. Entre las proyectos alternativos, la sobrerregulación podría ser de importancia en una segunda etapa del proyecto Arenal, que por ocurrir en un año posterior a 1982 no se incluye en el presente informe.

Las inversiones en los principales proyectos hidroeléctricos existentes en Costa Rica, o que entrarán en operación en el período estudiado, varían entre 290 y 420 dólares por kW (Río Macho y Cachí, respectivamente). La inversión promedio es de 338 dólares por kW y el costo promedio de producción será de 5.2 mils por kWh cuando se aprovecha toda la energía disponible. (Véase el cuadro 10.)

2. Centrales térmicas

Los sistemas nacionales de Nicaragua y Costa Rica tienen en operación cuatro unidades térmicas de vapor con potencias nominales de 5 y 15 MW, una unidad de gas de 15 MW y varias unidades diesel de 4 MW o menos; actualmente se encuentra en construcción en Nicaragua una unidad de vapor de 40 MW, y para el período 1973-82 ambos sistemas contemplan adiciones que incluyen unidades de vapor de 40 y 60 MW, y una turbina de gas de 15 MW.

Al evaluar los aspectos económicos del desarrollo de los sistemas nacionales independientes y de su posible interconexión, es necesario determinar, además de las inversiones por nuevas adiciones, la generación estacional que corresponde a las centrales térmicas y la distribución más económica de esta generación entre las distintas unidades, con base en las características de producción de cada una de ellas (potencia, generación estacional, consumo de combustible, inversión y gastos de operación y mantenimiento). Estas características se resumen en los cuadros 11 y 12, tomados del estudio general

/elaborado

elaborado por la Misión en marzo de 1969,[8/] como parte de la información básica para los proyectos de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales. Para ello se contó con datos sobre centrales que operan actualmente en la región y en otros países en condiciones similares a las de Centroamérica.

Los consumos medios de calor, que se indican en los cuadros mencionados, corresponden a un factor de planta de 85 por ciento (7 500 horas por año) en el caso de las plantas de vapor, y a operación a plena carga en el caso de las turbinas de gas y de las unidades diesel. Se indican solamente como una muestra de la eficiencia relativa de las diferentes unidades y como guía para determinar el orden en que deben entrar en operación. Para calcular los gastos de combustible de las centrales a vapor en los sistemas nacionales y en las diferentes alternativas de interconexión, se determinó la generación estacional de cada unidad, su factor de planta y el consumo específico de calor correspondiente. Para las unidades diesel y turbinas de gas se considera que el consumo específico no varía con el factor de planta, ya que estas unidades normalmente operan pocas horas a plena carga o cerca de ellas. (Véanse los gráficos 1 y 2 del estudio mencionado).[8/]

Los costos de operación y mantenimiento se dividen en costos fijos y costos variables. Los costos fijos incluyen aquellos gastos que se efectúan anualmente independientemente de la generación de la central. Normalmente incluyen los sueldos y salarios del personal de supervisión y operación, alquileres, seguros, material y mano de obra para el mantenimiento de los edificios y obras civiles. Aunque la depreciación forma parte de los costos fijos, éstos no han sido incluidos en la columna respectiva. Los costos variables incluyen el combustible y otros gastos (repuestos y salarios para el mantenimiento de las unidades, el aceite lubricante y el agua cuando es necesario comprarla para calderas y sistemas de enfriamiento). El mantenimiento (repuestos y salarios) de las centrales de vapor, depende menos de la producción que en el caso de las unidades diesel y de gas, ya que es necesario inspeccionar, desmantelar y limpiar las calderas y otros sistemas

8/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Características de centrales térmicas. (CEPAL/MEX/69/3).

/independientemente

independientemente de la cantidad de energía generada. Existen varios métodos para distribuir los costos de una central de vapor entre variables y fijos; uno de ellos es el de considerar solamente el combustible como gastos variables y todos los demás como fijos, lo cual se considera suficientemente aproximado para un estudio como el presente.

Para obtener los valores estimados de los costos fijos de las centrales de vapor futuras que se incluyen más abajo, se tomaron en cuenta los datos disponibles sobre centrales existentes y las estimaciones efectuadas para varies proyectos en la región.

Potencia instalada (MW)	Costos fijos de O. y M. (Miles de dólares/año)
30	255
40	310
60	420
80	530
120	700

Para las turbinas de gas de adoptaron los siguientes valores:

	Costos fijos (miles de dólares)	Costos variables (mils por kWh)
Unidades independientes	2.50	0.4
Adiciones en centrales existentes	1.50	0.4

3. Costo de combustibles

En cuanto al costo del combustible se investigaron los precios que pagan actualmente el ICE y la ENALUF y se compararon con los que pagan otras empresas de la región, tomando en cuenta los costos de transporte interno. Con base en esta información se adoptaron los precios uniformes de 2.03 dólares por barril de Bunker C y 3.20 dólares por barril de diesel en puerto para ambos países. A estos precios se agregaron los costos de transporte hasta la central correspondiente, según los medios disponibles en cada caso: oleoducto, ferrocarril o carretera. (Véase el cuadro 13.)

/4. Sistemas

4. Sistemas de transmisión

El estudio de las obras necesarias para la interconexión de dos sistemas requiere que se analicen las características de las redes de transmisión dentro de cada uno de ellos, a fin de determinar sus capacidades de transporte y las modificaciones que pudieran requerirse debido a cambios en los flujos de potencia y energía.

Para los efectos de este estudio se han considerado los sistemas de transmisión existentes en los dos países en tensiones de 138 kV; la subtransmisión se ha considerado únicamente para los estudios de flujos de potencia. La tensión nominal de subtransmisión es de 69 kV en Nicaragua y de 34.5 kV en Costa Rica. (Véanse las láminas 1 a 3.)

Las inversiones y costos fijos de operación y mantenimiento de las adiciones a los sistemas nacionales y de las obras de interconexión se basan en la experiencia de Centroamérica y México. En el cuadro 47 se detallan los costos unitarios utilizados para determinar las inversiones. Los gastos fijos de operación y mantenimiento se estimaron con base en la inversión, y corresponden al 0.8 porciento de la misma.

III. DESARROLLO INDEPENDIENTE DE LOS SISTEMAS NACIONALES

1. Información general

Como base de comparación para evaluar las alternativas de interconexión entre los dos sistemas, es necesario primero estudiar las características del desarrollo independiente de cada uno de ellos, de acuerdo con los programas preparados por las empresas respectivas. Con este fin se analiza para cada sistema la información que se indica enseguida.

En primer lugar se presentan los programas preparados por el ICE y la ENALUF para adiciones en capacidad generadora, señalando para cada proyecto la fecha de inicio de operaciones, su potencia y su energía estacional disponible. Se indican, además, la potencia y la energía totales en el sistema por tipo de generación, y la potencia de la unidad mayor en operación. Se analiza seguidamente la forma en que estos programas de adiciones cubren la demanda de potencia y los requerimientos estacionales de energía en cada sistema. En el caso de la potencia se compara la reserva con la de la unidad mayor en operación y con la demanda máxima, a fin de determinar si es adecuada. Para la energía se determina si las disponibilidades de los proyectos programados llenan los requerimientos con amplio margen de seguridad, y se estiman la generación hidroeléctrica y térmica necesaria y los excedentes que pudieran exportarse a otro sistema.

Las inversiones necesarias para cumplir con los programas de adiciones en generación y transmisión se detallan para cada sistema, indicándose la inversión estimada por proyecto y la fecha de inicio de operación. Las inversiones en centrales generadoras no incluyen la subestación elevadora ni la línea de transmisión que aparecen en renglones aparte. Con base en el programa de inversiones se determinaron los costos anuales de capital, para lo cual se utilizó una tasa de interés de 8 por ciento y las siguientes vidas útiles de los proyectos:

Centrales hidroeléctricas:	40 años
Centrales a vapor:	30 años
Centrales de gas y diesel:	20 años
Sistemas de transmisión:	30 años

/Para

Para realizar comparaciones económicofinancieras del desarrollo independiente de los sistemas nacionales con las alternativas de interconexión, es necesario contar con los costos anuales de cada uno de ellos. Estos se obtuvieron de la suma de los costos de capital de las adiciones, sus gastos fijos de operación y mantenimiento y los gastos variables totales de generación térmica. Los costos de capital y los gastos fijos de operación y mantenimiento corresponden solamente a las nuevas obras de generación y transmisión, por ser éstas las únicas que pueden varias en las diferentes alternativas que se estudien.

2. Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua

a) Adiciones de generación y transmisión

La capacidad instalada en el Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua en 1969 era de 104 MW, de los cuales 50 MW corresponden a la central hidroeléctrica Centroamérica; 30 MW a dos unidades de vapor en Managua; 15 MW a una turbina de gas en Chinandega y 9 MW de varias unidades diesel en Managua y León. Actualmente se instala en la Central de Managua una tercera unidad de vapor, con una potencia de 40 MW, la cual entrará en operación en julio de 1970. También se encuentra en proceso de construcción el proyecto hidroeléctrico de Santa Bárbara, que tendrá una potencia instalada de 50 MW y se espera que inicie operaciones en enero de 1972. Para el período 1973-82 que comprende este estudio, la ENALUF ha programado la puesta en operación de dos proyectos hidroeléctricos adicionales: Nicaragua en diciembre de 1975 con 40 MW y Rafael Mora con 30 MW en julio de 1981. El programa incluye, además, la instalación de una turbina de gas de 15 MW en Masaya para febrero de 1975 y dos unidades a vapor de 60 MW, una en marzo de 1977 y la otra en marzo de 1979. Para 1982 la potencia total instalada será de 390 MW (170 MW en centrales hidro y 220 MW en centrales térmicas). En el cuadro 14 se detalla el programa de adiciones con indicación de la potencia y energía de cada proyecto y los totales del sistema, desglosados en hidroeléctricos y térmicos. Se prevé asimismo la construcción de una línea de 80 km, 138 kV, un circuito de conductor 636 MCM tipo ACSR de Managua a León, sus subestaciones terminales y las subestaciones elevadoras de las nuevas centrales generadoras.

/El análisis

El análisis de los proyectos en operación y de los programados para el período 1973-82, revela que el mayor porcentaje corresponde a centrales térmicas.

	Potencia Instalada					Energía anual disponible				
	Total	Hidro		Térmico		Total	Hidro		Térmico	
	(MW)	MW	por-ciento	MW	por-ciento	(GWh)	GWh	por-ciento	GWh	por-ciento
1973-75	209	100	48	109	52	1 065	400	41	665	69
1976	249	140	56	109	44	1 140	475	42	665	58
1977-78	300	140	47	160	53	1 507	475	31	1 032	69
1979-81	360	140	39	220	61	1 926	475	25	1 451	75
1982	390	170	44	220	56	2 013	562	28	1 451	72

b) Requerimientos y disponibilidades de potencia

Las adiciones en capacidad generadora que se mencionan en el párrafo anterior cubren las demandas máximas estacionales del sistema permitiendo una amplia reserva de potencia. Mientras que la demanda máxima estacional aumente de 127 MW en la estación seca de 1973 a 346 MW en 1982, la capacidad instalada aumenta de 194 MW a 390 MW. Con excepción de la estación lluviosa de 1982, la reserva es siempre mayor que la unidad más grande del sistema y que el 10 por ciento de su demanda máxima, criterios éstos comunmente utilizados para determinar la capacidad de reserva adecuada de un sistema. La reserva alcanza sus valores máximos en 1977 y 1979 cuando inician operaciones las unidades de vapor de 60 MW. (Véanse el cuadro 15 y el gráfico 5.) La baja reserva en la estación lluviosa de 1982 indica la necesidad de contar en ese período con capacidad adicional, ya sea por el inicio de operaciones de otro proyecto o por interconexión con otro sistema.

c) Requerimientos y disponibilidades de energía

Los requerimientos anuales de energía del sistema aumentan de 722 GWh en 1973 a 1 847 GWh en 1982. Durante ese período la energía disponible en

/centrales

centrales hidroeléctricas representa solamente el 38 por ciento de la energía requerida. Por tanto, será necesario generar una cantidad considerable en centrales térmicas, tal como puede apreciarse en el siguiente resumen del cuadro 16, en el cual se detallan los requerimientos, suministros y disponibilidades de energía para el período en estudio.

Período 1973-82	Requerimientos (GWh)	Suministros GWh		Disponibilidad GWh		Energía no utilizada GWh	
		Hidro	Térmico	Hidro	Térmico	Hidro	Térmico
Total	12 227	4 670	7 557	4 670	10 346		2 789
Estación seca	4 224	1 508	2 716	1 508	3 366	-	650
Estación lluviosa	8 003	3 162	4 841	3 162	6 980	-	2 139

La generación térmica durante el período corresponde esencialmente a centrales de vapor; la generación en turbinas de gas es de solamente 106 GWh. De los 7 560 GWh generados en centrales térmicas en los diez años que cubre el estudio, casi la totalidad son de energía de base, correspondiendo más de 4 700 GWh a las estaciones lluviosas durante las cuales existen excedentes importantes de energía hidro en Costa Rica.

d) Inversiones en generación-transmisión

Las inversiones necesarias para la realización del programa de adiciones en centrales generadoras y los sistemas de transmisión asociada a las mismas en el período 1973-82, alcanzan un total de 54.5 millones de dólares, distribuidos como se indica a continuación:

Período 1973-82	Potencia instalada (MW)	Costo total (millones de dólares)	Costo por kW (dólares)
Total	205	54.5	-
Centrales hidro	70	28.9	413
Centrales térmicas, vapor	120	19.2	160
Centrales térmicas, gas	15	1.7	114
Transmisión asociada	-	4.7	-

/En el cuadro

En el cuadro 17 se detallan las inversiones estimadas por proyecto y la fecha programada para su entrada en operación.

e) Costos anuales

Los costos anuales del sistema aumentan de 1.5 millones en 1973 a 12.6 millones de dólares en 1982. Están constituidos en su mayor parte por los gastos fijos y variables de operación y mantenimiento, que superan a los costos de capital debido a que la generación en centrales térmicas se mantiene en valores muy elevados. (Véanse los cuadros 18 y 19.)

Para determinar los gastos de combustible y otros gastos variables de generación térmica, se desglosó ésta para cada estación por unidad y se calculó el costo para cada una de ellas con base en su consumo específico, tal como se explica en el punto 2 del capítulo II. (Véase el cuadro 20.) El costo promedio para el período completo es de 4.6 mils por kWh, variando de 4.8 mils en 1973 a 4.56 mils en 1982. El mayor costo unitario (5.3 mils por kWh) ocurre en 1975 y 1976 cuando la generación en unidades de gas alcanza su valor máximo de 25 y 24 GWh, respectivamente.

3. Sistema Nacional Interconectado de Costa Rica

a) Adiciones de generación

A fines de 1969 el Sistema Nacional Interconectado de Costa Rica contaba con una potencia instalada de 197 MW (167 MW hidro y 30 MW térmico). Actualmente se están construyendo la ampliación del embalse del proyecto Cachí, que se espera estará terminada en noviembre de 1970, y la adición de 60 MW al proyecto Río Macho (Tepantí), que entrará en operación en septiembre de 1972. El programa de adiciones en obras de generación preparado por el ICE para el período 1973-82, incluye el proyecto hidroeléctrico de Pacuare, cuyas tres unidades de 40 MW se espera que entren en operación entre enero y septiembre de 1977. En diciembre de 1982, debe iniciar operaciones la quinta unidad de Río Macho, con una potencia de 30 MW. Se contempla, además, la adición de dos unidades de vapor de 40 MW en Moín (sitio de la refinería de petróleo en la costa atlántica) que deberán entrar en operación en enero de 1975 y septiembre de 1981. Estas

/unidades

unidades suplirán las deficiencias de energía hidroeléctrica en las estaciones secas, y la potencia de pico cuando la capacidad de las centrales hidroeléctricas sea menor que la demanda máxima del sistema.

El sistema costarricense es predominantemente hidroeléctrico y se mantiene así durante el período estudiado, tal como puede apreciarse en el cuadro 21 y el siguiente resumen del mismo:

Años	Potencia instalada					Energía anual disponible				
		Hidro		Térmico			Hidro		Térmico	
	Total (MW)	MW	Por-ciento	MW	Por-ciento	Total (GWh)	GWh	Por-ciento	GWh	Por-ciento
1973-75	257	227	88	30	12	1 780	1 553	87	227	13
1975-77	297	227	76	70	24	2 053	1 553	76	500	24
1978-80	417	347	83	70	17	2 718	2 218	82	500	18
1981	457	347	76	110	24	2 991	2 218	74	773	26
1982	487	377	77	110	23	3 021	2 248	74	773	26

Las adiciones al sistema de transmisión en el período 1973-82 corresponden al programa del ICE para instalación de nuevas centrales generadoras, a los requerimientos futuros de potencia y energía y a la distribución geográfica de la carga. Su construcción es necesaria para transportar la energía de los nuevos proyectos. A continuación se detallan las características de las líneas que se estima entrarán en operación en el período 1973-82.

Líneas	Longitud (km)	Tensión (kV)	No. de circuitos y conductor ACSR
Cachí-Pacuare	40	138	2-795
Pacuare-Moín	45	138	2-336
Cachí-Pacuare	40	138	2-795
Río Macho-S.R. San José Este	35	138	2-795

En el cuadro 24 se detallan las inversiones y fecha de inicio de operación de estas líneas así como las subestaciones elevadoras y reductoras que se requieren.

/b) Requerimientos

b) Requerimientos y disponibilidades de potencia

La demanda máxima estacional en el Sistema Nacional Interconectado de Costa Rica aumenta de 216 MW en la estación seca de 1973 a 413 en la estación lluviosa de 1982. Las adiciones al sistema de generación (descritas en el párrafo anterior) cubren esta demanda, permitiendo un margen de reserva que en el período 1973-76 se puede considerar adecuado si se toma en cuenta la capacidad de sobrecargas de las centrales de Garita, Cachí y Río Macho. Entre 1977 y 1982 esta reserva es mucho mayor, alcanzando un máximo de 118 MW con la entrada de Pacuare en 1977; su mínimo (47 MW), que ocurre en la estación seca de 1981, cubre con amplitud la potencia de la unidad mayor del sistema (40 MW) y también es mayor que el 10 por ciento de la demanda máxima del sistema. (Véanse el cuadro 22 y el gráfico 6.) Si a lo anterior se agrega la capacidad de sobrecarga ya mencionada, la reserva del sistema resulta amplia en toda esta parte del período bajo estudio.

c) Requerimientos y disponibilidades de energía

En el sistema nacional de Costa Rica las necesidades anuales de energía aumentan de 1 090 GWh en 1973 a 2 159 GWh en 1982. Los requerimientos de la estación seca representan el 32 por ciento del total anual, correspondiendo a la estación lluviosa el 68 por ciento. Debido a la gran disponibilidad de energía hidroeléctrica, la generación en centrales térmicas es muy reducida, alcanzando solamente el 2.3 por ciento del total generado en el período 1973-82. A continuación se resume el cuadro 23, en el que se detallan los requerimientos, la generación y la disponibilidad de energía en el período:

Período 1973-82	Requerimientos (GWh)	Suministro GWh		Disponibilidad GWh		Energía no utilizada GWh	
		Hidro	Térmico	Hidro	Térmico	Hidro	Térmico
Total	15 823	15 457	366	19 438	4 428	3 981	4 062
Estación seca	5 043	4 867	176	5 250	1 542	383	1 366
Estación lluviosa	10 780	10 590	190	14 188	2 886	3 598	2 696

/Las disponibilidades

Las disponibilidades de energía en el período 1973-82 exceden a los suministros por 3 981 GWh, los que podrían ser utilizados para reemplazar parte de la generación de centrales térmicas en Nicaragua que en el mismo período asciende a 7 557 GWh.

d) Inversiones en generación y transmisión

Las inversiones en centrales generadoras y transmisión asociada necesarias para cubrir la demanda de potencia y los requerimientos de energía en el período 1973-82, ascienden a 63.8 millones de dólares, (56.6 en generación y 7.2 en transmisión).

Período 1973-82	Potencia instalada (MW)	Costo total (millones de dólares)	Costo por kW (Dólares)
Total	230	63.8	-
Centrales hidro	150	42.5	284
Centrales térmicas, vapor	80	14.1	176
Transmisión asociada	-	7.2	-

La mayor inversión corresponde al proyecto hidroeléctrico de Pacuare que entra en operación en 1977, y cuyo costo total, incluyendo la transmisión, se ha estimado en 42.3 millones de dólares. (Véase el cuadro 24.)

e) Costos anuales

Tal como se explicó en la parte general de este capítulo, los costos de capital y los gastos fijos de operación y mantenimiento que forman parte del total de costos anuales del sistema son los que corresponden a las adiciones en generación y transmisión durante el período 1973-82. Debido a que la primera adición en ese período se hace en 1975 y a que la generación térmica y sus gastos variables se mantienen en niveles muy reducidos, los costos anuales del sistema nacional interconectado de Costa Rica son nulos en 1973 y 1974, y aumentan de 1.3 millones de dólares en 1975 a 6.8 en 1982. En todo el período la proporción de gastos de operación y mantenimiento a costos de capital se mantiene baja, lo cual es característico de sistemas predominantemente hidroeléctricos. (Véanse los cuadros 25, 26 y 27.)

IV. ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION DE LOS SISTEMAS NACIONALES DE NICARAGUA Y COSTA RICA

1. Consideraciones generales

Los beneficios que se obtengan de la interconexión de dos sistemas eléctricos dependen del grado de autonomía que se desee conservar en los sistemas nacionales. Así ésta puede efectuarse sobre las bases de simples intercambios de energía y/o aprovechamiento de reservas conjuntas, sin alterar en lo fundamental los programas de desarrollo de las empresas tendientes a satisfacer las necesidades nacionales. Otras modalidades de la interconexión conducen hasta la planificación de los sistemas eléctricos sobre bases regionales y, finalmente, al desarrollo y utilización de proyectos multinacionales.

Teniendo en cuenta las recomendaciones formuladas por el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica durante su primera reunión, y las observaciones de las empresas a la evaluación general sobre las posibilidades de interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano, se considera conveniente analizar en detalle dos alternativas para la interconexión de los sistemas nacionales de Nicaragua y Costa Rica. En la primera alternativa (A) se analizan los intercambios de energía entre los dos sistemas sin alterar los programas nacionales de adiciones en generación; en este caso los beneficios económicos directos se derivan exclusivamente de la sustitución de energía térmica en el sistema de Nicaragua, por energía hidroeléctrica excedente en el sistema de Costa Rica. Dentro de esta alternativa se consideraron dos criterios de operación de las centrales a vapor en Nicaragua, resultando de cada uno de ellos cantidades diferentes de energía transferible de un sistema al otro (alternativas A-1 y A-2). En la alternativa B se sugieren modificaciones a los programas nacionales al posponer el inicio de operación de centrales térmicas en los dos sistemas, los que, aunque conservan su autonomía, deberán compartir reservas. Asimismo, se introduce la sobrerregulación en las centrales hidroeléctricas con embalse, tal como se explica en el capítulo II. Estas variaciones permitirán obtener ahorros en los costos de capital y gastos fijos de operación y mantenimiento.

/Para determinar

Para determinar los posibles flujos estacionales de energía entre los dos sistemas y la potencia máxima disponible para su transmisión, se determinó la operación más eficiente de las centrales en cada uno de ellos independientemente y después se estableció la magnitud de los excedentes de Costa Rica que podrían colocarse en Nicaragua, teniendo en cuenta los criterios de operación establecidos para cada una de las alternativas. Se procedió de la siguiente manera para cada estación (seca y lluviosa) del período:

a) Se estableció la operación de las centrales hidroeléctricas de Costa Rica en el sistema nacional con base en las curvas de duración, teniendo en cuenta su potencia, energía y factor de planta. De esta manera se calcularon los excedentes de energía y la potencia disponible para su transmisión al sistema de Nicaragua. (Véanse las gráficas 8 a 11).

b) Se fijó la operación de las centrales hidroeléctricas y térmicas de Nicaragua en el sistema nacional, de la misma manera que cuando opera independientemente, colocando primero toda la energía hidro disponible; se determinó así la energía de base generada por centrales térmicas.

c) Se calculó la cantidad de energía térmica de base que puede ser reemplazada por energía hidro sobrante de Costa Rica, teniendo en cuenta las limitaciones de su disponibilidad en cuanto a horas y potencia máxima, y los criterios de operación de las centrales térmicas de Nicaragua.(Véanse las gráficas 12 a 18.)

d) Con la información anterior para cada alternativa se determinaron los gastos variables de generación en cada sistema al operar interconectados. Estos gastos junto con los costos fijos de operación y mantenimiento y los de capital, forman los costos anuales de la operación conjunta de los sistemas, incluyendo las obras de interconexión. En el capítulo V se comparan los costos de cada una de las alternativas con los de los sistemas independientes con el fin de evaluarlas desde el punto de vista económicofinanciero.

/2. Obras

2. Obras de interconexión

Se estudiaron diferentes alternativas de obras de transmisión, con el propósito de seleccionar la más adecuada de acuerdo con la potencia máxima a transmitir y con las limitaciones por concepto de regulación de voltaje y pérdidas de potencia y energía acordes con los niveles establecidos por las mejores prácticas aceptadas para este tipo de obras. La capacidad de transporte de las líneas se estimó con base en un factor de potencia unitario en el punto de recibo, considerando que este factor se obtiene mediante adiciones o mejoras incluidas dentro de los programas nacionales o mediante una adecuada generación de reactivos en las plantas más próximas a los puntos de recibo. En cada caso se indica además la compensación en serie que se necesita para obtener la capacidad de transporte asignada a cada línea.

En el cuadro 28 se resumen las características, inversión y costos de operación y mantenimiento de las líneas consideradas. En las inversiones se incluyeron sumas apropiadas para cubrir la instalación de equipo de comunicación (onda portadora) en los puntos terminales de las líneas de interconexión para facilitar su operación. En los costos fijos de operación y mantenimiento se ha incluido la suma de 40 000 dólares al año para cubrir los gastos que demandarán los servicios de ingeniería, de transporte y otros ocasionados por el grupo mixto que coordinará y controlará los flujos de energía.

Desde el punto de vista económico y técnico, se ha seleccionado la línea Colima-Masaya (solución 4 en el cuadro 28), como la más adecuada para la interconexión. Se eligió la subestación de Masaya como punto de interconexión en Nicaragua por su posición geográfica y porque está bien unida a las subestaciones de Managua y Tipitapa. Además, con la construcción de una línea adicional de 138 kV de Masaya a Managua, (incluida en el costo de la solución propuesta) se logra una unión todavía más sólida entre las dos subestaciones y se obtiene una gran capacidad de transferencia entre ambos puntos, con una regulación baja.

/3. Fecha

3. Fecha de inicio de la interconexión

El programa de actividades que se detalla más adelante, (véase también la lámina 4) se elaboró teniendo en cuenta que el período disponible después de la celebración de la segunda reunión del Grupo de Trabajo Nicaragua - Costa Rica en marzo de 1970, limita el tiempo máximo que podrá dedicarse a cada fase. Si del examen de los aspectos técnicoeconómicos contenidos en este informe se resuelve continuar con el proyecto, será necesario elaborar los términos de referencia para llevar a cabo un estudio de preinversión en el que se analizará el proyecto con más detalle y que servirá de base para las gestiones de financiamiento. Para esto y para la selección del consultor, se ha estimado un período de doce semanas a partir de la fecha de la reunión del grupo de trabajo. Se considera que en un período de cuatro meses después de la autorización correspondiente puede elaborarse un informe preliminar de preinversión que permita a las empresas decidir sobre la construcción del proyecto e iniciar las gestiones para su financiamiento, que se calcula tomarían cinco meses. Simultáneamente con estas gestiones, se prepararían los documentos de licitación y se haría la preselección de los contratistas que cumplan con los requisitos que se establezcan. De esta manera, la licitación para las obras podría anunciarse en marzo de 1971, permitiendo un período de tres meses para la preparación de las propuestas y otro similar para estudiar y seleccionar la más conveniente; las obras podrían iniciarse en septiembre de 1971 y terminarse veintiun meses después, en junio de 1973. Este plazo se considera factible, sobre todo si se toma en cuenta la probabilidad de que cada empresa desee contratar por separado las obras localizadas en su territorio.

Los aspectos legales y administrativos de la interconexión que incluyen los acuerdos entre ambas partes, tarifas para el intercambio de la energía y la legislación que fuere necesaria en cada país, deberán estudiarse y resolverse simultáneamente con las fases de desarrollo del proyecto mencionadas.

PROGRAMA DE ACTIVIDADES

Actividad	Período	Fecha Inicio	Fecha Terminación
1. Reunión del Grupo de trabajo Nicaragua - Costa Rica.		4 de marzo 1970	7 de marzo 1970
2. Términos de referencia y selección del consultor para el estudio de preinversión.	12 semanas	9 de marzo 1970	31 de mayo 1970
3. Estudio de preinversión			
a) Informe preliminar	4 meses	1 de junio 1970	30 de sept. 1970
b) Informe final	2 meses	1 de oct. 1970	30 de nov. 1970
4. Gestiones para el financiamiento de la construcción.	5 meses	1 de oct. 1970	30 de abril 1971
5. Preparación de documentos de licitación y preselección de contratistas.	3 meses	1 de dic. 1970	20 de feb. 1971
6. Licitación y adjudicación.	6 meses	1 de marzo 1971	31 de agost. 1971
7. Construcción.	21 meses	1 de sept. 1971	31 de mayo 1973
8. Aspectos legales y administrativos a/.		9 de marzo 1970	

a/ Trabajo interminente durante el período indicado.

/4. Alternativa

4. Alternativa A-1

Esta alternativa de interconexión se basa en los siguientes criterios:

a) El programa de adiciones en capacidad generadora y en obras de transmisión es el mismo que para el sistema nacional independiente (véanse los cuadros 14, 21 y 42);

b) Los embalses de los proyectos hidroeléctricos en ambos sistemas se operan en forma normal;

c) No se contempla la parada y arranque diarios de las unidades de vapor de Nicaragua que deben ser puestas en operación para cubrir la demanda máxima del día; se mantendrán en operación continua durante la estación, salvo por las paradas y arranques que requiera su mantenimiento;

d) Se presume que la carga mínima estable de las unidades de vapor es de 30 por ciento de su capacidad nominal.

Con estas bases se calcularon la energía estacional generada en cada sistema, por tipo de central, y los flujos de energía de Costa Rica a Nicaragua. (Véanse el cuadro 29 y los gráficos 12 a 15). Enseguida se presenta una comparación de los requerimientos y suministros de energía en el sistema combinado con los de los sistemas independientes en el período 1973-82.

Período 1973-82	Sistemas independientes (miles de GWh)		Sistema combinado (miles de GWh)	
	Nicaragua	Costa Rica	Nicaragua	Costa Rica
Requerimientos	12.2	15.8	12.2	15.8
Suministros	12.2	15.8	9.7	18.3
Hidro	4.7	15.4	4.7	17.9
Térmico	7.5	0.4	5.0	0.4

Estas cifras indican que con la interconexión propuesta se podrán sustituir en ese período 2 500 GWh de energía generada en centrales térmicas de Nicaragua por generación hidroeléctrica sobrante de Costa Rica. En la mayoría de los años no sería posible utilizar la totalidad de los

/excedentes

excedentes de Costa Rica debido a las limitaciones del mercado nicaragüense y a las restricciones impuestas por los criterios de operación de las centrales de vapor. La potencia máxima para la transmisión de estos excedentes es de 70 MW.

Igual que en el caso de los sistemas nacionales, se presenta un desglose de la energía que sería generada por cada una de las unidades térmicas en ambos sistemas con el fin de determinar los gastos de combustible y otros gastos variables de acuerdo con el procedimiento explicado en el capítulo II. (Véanse los cuadros 30 y 31). Los costos de capital y los gastos fijos de operación y mantenimiento en esta alternativa de interconexión son iguales a la suma de aquellos de los sistemas independientes (ya que no se ha alterado el programa de adiciones) más los correspondientes a las obras de interconexión. En cuanto a los gastos variables, estos aumentan de aproximadamente 1 100 000 dólares en 1973 a 5.9 millones en 1982 incluyendo las pérdidas en la línea de interconexión. En el cuado 32 se detallan los costos totales anuales del sistema combinado, y en el capítulo siguiente se analizan los mismos en comparación con los sistemas nacionales independientes.

5. Alternativa A-2

Diferentes fuentes autorizadas revelan diversidad de criterios en cuanto a la conveniencia de parar y arrancar diariamente algunas unidades de vapor para dar cabida a energía más económica o de transferir su carga a unidades más eficientes. En vista de ello se presenta aquí una modificación a la Alternativa A-1 en el sentido de que las unidades de vapor pueden ser paradas y arrancadas según se requiera, de acuerdo con la disponibilidad de energía hidroeléctrica de Costa Rica. En los gráficos 16 a 18 se ilustra, para las estaciones lluviosas de 1973, 1976 y 1977, la forma en que operarían estas unidades. Se presume que el período mínimo diario de parada es de 8 horas, que el tiempo de puesta en marcha es de 2 horas durante las cuales el consumo de combustible por hora sería de 25 por ciento del consumo a plena carga, y que los gastos de operación y mantenimiento aumentan en un 5 por ciento debido a las paradas y arranques diarios.

/Con los

Con los criterios expuestos en la Alternativa A-1 y la modificación mencionada, se determinaron la generación de energía por tipo de central y los flujos de energía sobrante de Costa Rica a Nicaragua. Los resultados obtenidos para el período 1973-82 se detallan en el cuadro 33 y se comparan a continuación con los sistemas nacionales independientes:

Período 1973-82	Sistemas independientes (miles de GWh)		Sistema combinado (miles de GWh)	
	Nicaragua	Costa Rica	Nicaragua	Costa Rica
Requerimientos	12.2	15.8	12.2	15.8
Suministros	12.2	15.8	9.3	18.7
Hidro	4.7	15.4	4.7	18.3
Térmico	7.5	0.4	4.6	0.4

En este caso la energía térmica de Nicaragua, que sería reemplazada por energía hidroeléctrica de Costa Rica, asciende a 2 900 GWh, o sea un aumento de 400 GWh sobre la Alternativa A-1. La potencia máxima para transmisión de esta energía es de 98 MW.

El ahorro en gastos variables de generación es de aproximadamente 1 600 000 dólares en el período, que traídos a valor presente a una tasa de 8 por ciento equivalen a 1 200 000 dólares en 1973. El resto de los costos de esta alternativa son idénticos a los de la A-1 debido a que los programas de adiciones y las obras de interconexión son las mismas.

6. Alternativa B

En esta alternativa se modifican los programas nacionales de adiciones en generación, se sobrerregulan los embalses de los proyectos hidroeléctricos y se utilizan los criterios de la Alternativa A-2 en cuanto a la operación de las unidades de vapor.

La modificación a los planes nacionales de adiciones consiste en posponer la fecha de entrada en operación de algunos proyectos con el fin de reducir las reservas en los dos sistemas. En el caso de Nicaragua se atrasaría ligeramente el proyecto hidro de Nicaragua de 40 MW de diciembre de 1975 a febrero de 1976; las dos unidades de vapor Managua Nueva 1 y 2

/de 60 MW

de 60 MW cada una, se posponen de marzo de 1977 a enero de 1979 y de marzo de 1979 a enero de 1981; la unidad de gas de Masaya (15 MW) y la central hidroeléctrica Rafael Mora entrarían en operación en la misma fecha que en los sistemas nacionales independientes. En Costa Rica los cambios consisten en posponer ligeramente la entrada de Moín 1 (40 MW) de enero a febrero de 1975; atrasar la unidad No. 1 de Pacuare (40 MW) de enero a mayo de 1977; concentrar en septiembre de 1977 la puesta en marcha de Pacuare 2 y 3 (40 MW cada una); posponer un año el inicio de operaciones de Moín 2 (40 MW) de septiembre de 1981 al mismo mes de 1982. La fecha de entrada en operación de Río Macho 5 no sufriría alteración. (Véanse los cuadros 37 y 42 y el gráfico 7.)

La potencia total instalada en el sistema combinado al final del período sería igual que en la Alternativa A ya que no se eliminaría ninguna adición en generación. Los dos sistemas mantinenen su autonomía, pero comparten reservas, que en ningún caso son menores que el 50 por ciento de su unidad más grande (40 MW en Costa Rica y 60 MW en Managua), ni que el 10 por ciento de la demanda máxima. (Véase el cuadro 38.)

Los suministros de energía durante el período 1973-82 se resumen a continuación y se comparan con los sistemas nacionales independientes:

Período 1973-82	Sistemas independientes (miles de GWh)		Sistema combinado (miles de GWh)	
	Nicaragua	Costa Rica	Nicaragua	Costa Rica
Requerimientos	12.2	15.8	12.2	15.8
Suministro	12.2	15.8	9.0	19.0
Hidro	4.7	15.4	4.6	18.7
Térmico	7.5	0.4	4.4	0.3

La energía térmica de Nicaragua que se sustituiría por energía hidro de Costa Rica sería de 3 100 GWh. El aumento de 200 GWh en comparación con la Alternativa A-2 se debe principalmente a la sobrerregulación de los embalses considerada aquí. La potencia máxima de transmisión sería de 100 MW. (Véase el cuadro 39.)

Los costos anuales de esta alternativa de interconexión son considerablemente menores que los de las Alternativas A-1 y A-2 debido a la disminución

/en generación

en generación térmica al utilizarse la sobrerregulación de los embalses, y a la reducción en costos de capital y gastos fijos de operación y mantenimiento por posponerse algunas adiciones en generación-transmisión. (Véanse los cuadros 40, 41 y 43.)

7. Otras alternativas

Teniendo en cuenta que los programas de adiciones de centrales generadoras que han sido tomados como base para el presente estudio pueden sufrir modificaciones antes o después de que los sistemas estuviesen interconectados, se analizan a continuación otras alternativas y sus efectos en los resultados.

a) Nicaragua

La Empresa Nacional de Luz y Fuerza de Nicaragua ha considerado la alternativa de posponer la segunda unidad de vapor de 60 MW y la central hidroeléctrica de Rafael Mora (programadas para marzo de 1979 y julio de 1981 respectivamente) y desarrollar un proyecto hidroeléctrico en el Río Coco (Corriente Lira) o en el Río Grande (Paiwas) con las siguientes características:

Potencia:	100 MW
Energía anual promedio:	350 GWh
Factor de planta anual:	40 por ciento
Inversión:	28 millones de dólares
Fecha de inicio de operación:	marzo de 1979
Embalse:	anual

Al examinar las tres alternativas de interconexión descritas anteriormente se observa que en el sistema de Nicaragua, además de poder utilizarse energía hidroeléctrica secundaria de Costa Rica, es necesario generar una cantidad considerable de energía en centrales térmicas para satisfacer los requerimientos del mercado, tal como puede apreciarse en el siguiente resumen de los cuadros 29, 34 y 39. (Véase también el gráfico 15.)

/GENERACION

GENERACION EN CENTRALES TERMICAS DE NICARAGUA

(GWh)

Año	Alternativa A-1	Alternativa A-2	Alternativa B
1979	502	434	408
1980	710	682	687
1981	928	928	961
1982	1 079	1 079	1 115

En los tres casos, la energía térmica generada es mucho mayor que la disponible en el año promedio en los proyectos Paiwas o Corriente Lira. Por tanto, estos no desplazarían energía proveniente de Costa Rica y los beneficios de la interconexión de los dos sistemas serían los mismos que los que se obtendrían a base del programa original de adiciones de centrales generadoras.

b) Costa Rica

De acuerdo con los estudios que el ICE lleva a cabo actualmente, existe la posibilidad de que el proyecto de Pacuare sea reemplazado por el de Angostura o el de Arenal, cuyas principales características, comparadas con las de Pacuare son las siguientes. (Véanse los cuadros 9 y 10.)

	Pacuare (Elev. 550 m)	Angostura (1a. etapa)	Arenal (Elev. 520 m)
Potencia (MW)	120	150	100
Energía promedio:			
Anual	665	990	695
Estación seca	222	290	175
Estación lluviosa	443	700	520
Factor de planta:			
Anual	63	75	79
Estación seca	63	67	60
Estación lluviosa	63	79	89
Capacidad útil del embalse (millones de m^3)	335	9	142

/La energía

La energía disponible y la falta de embalse de regulación en el proyecto Angostura tienen como consecuencia un alto factor de planta anual y estacional. Los sobrantes de energía durante las estaciones lluviosas serían mucho mayores que con el proyecto Pacuare, lo que aumentaría los beneficios de la interconexión. La potencia instalada, mayor que la de Pacuare, permitiría aumentar el número de horas durante las que esa energía puede ser transmitida a Nicaragua.

El proyecto Arenal en su primera etapa (elevación de presa de 520 m.s.n.m.) tendría una generación media anual similar a la de Pacuare, pero un factor de planta mayor en la estación de lluvias, lo que contribuiría a producir mayores sobrantes en dicha estación, sobre todo si se considera que Pacuare podría tener menor generación en invierno al sobrerregular su embalse. En lo que a interconexión se refiere, el proyecto Arenal presenta mayores ventajas que Pacuare o Angostura porque reduciría la longitud de la línea de transmisión en 135 kilómetros aproximadamente. La inversión en obras de transmisión disminuiría de 8.6 a 5.6 millones de dólares. En etapas más avanzadas, con una potencia instalada de 200 MW, y una elevación de presa de 538 m.s.n.m., este proyecto podría esperar con alto factor de planta en la estación seca y bajo en la lluviosa, para compensar otros proyectos del sistema.

Convendría analizar en un estudio más amplio la posibilidad de reemplazar las unidades a vapor de 40 MW de Moín por unidades de gas con una inversión inicial mucho menor, o posponer la instalación de una de ellas, ya que los requerimientos de energía térmica en el sistema costarricense son muy pequeños (366 GWh en el período 1973-82). Cualquier deficiencia de energía de base que pudiera ocurrir en un año seco se podría compensar mediante generación térmica de las centrales a vapor de Nicaragua.

/V. RESULTADOS

V. RESULTADOS ECONOMICOFINANCIEROS

Las ventajas económicas y financieras de las obras de interconexión están consideradas en detalle solamente hasta el año 1982, ya que los programas de adiciones de centrales generadoras presentados por las dos empresas cubren solamente ese período. Los beneficios que se puedan obtener con posteriori dad a esa fecha se analizan en forma general con base en información preliminar sobre futuros proyectos.

1. Metodología

El método adoptado para la evaluación económica de las tres alternativas de interconexión descritas en el capítulo anterior consiste en la comparación de los valores presentes a 1973 de sus costos anuales en el período 1973-82 con los de los sistemas independientes. Se seleccionó como año base el de 1973 por ser la fecha en que podrían estar completas las obras de interconexión (véase la sección 3 del capítulo IV). La tasa de actualización utilizada es de 8 por ciento. Tal como se explicó en capítulos anteriores, los costos anuales incluyen lo siguiente:

a) Para los sistemas independientes:

i) Los costos anuales de capital de las adiciones a los sistemas de generación y transmisión en el período 1973-82 (véase la sección 1 del capítulo III);

ii) Los costos fijos de operación y mantenimiento de dichas adiciones;

iii) Losgastos variables de generación de las centrales existentes en 1972 y de las nuevas unidades instaladas en el período 1973-82.

b) Para las alternativas de interconexión

iv) Los costos indicados en a) i), ii) y iii) para los sistemas nacionales cuando operan interconectados;

v) Los costos anuales de capital, los gastos fijos de operación y mantenimiento, y el valor de las pérdidas de energía en las obras de interconexión, este último calculado a base del costo promedio de la energía térmica reemplazada en Nicaragua.

/La evaluación

La evaluación financiera se basa en la comparación de los flujos de caja simplificados de cada sistema combinado con la suma de los sistemas independientes. Se utilizó el procedimiento siguiente:

a) Se estableció la suma de los gastos variables de generación de los dos programas nacionales inependientes;

b) Se obtuvo, para las alternativas A-1 y A-2, la suma de los siguientes desembolsos: i) los gastos variables de los dos programas nacionales bajo las condiciones de operación correspondiente a esta alternativa; ii) los gastos fijos y variables de operación y mantenimiento de las obras de interconexión, y iii) los gastos por concepto de amortización e intereses para pagar las obras de interconexión mediante un préstamo a veinte años a interés del 8 por ciento;

c) Se sumaron, para la alternativa B, los gastos por los mismos conceptos que en las alternativas A-1 y A-2, agregándoles los saldos netos por desplazamiento de inversiones y sus correspondientes gastos fijos de operación y mantenimiento. Para el cálculo del desplazamiento de las inversiones se estimó que todas las obras se llevarían a cabo con préstamos a 20 años plazo y a un interés del 8 por ciento;

d) Se restaron de los resultados del literal a) los de b) y c), obteniéndose, según el caso, saldos positivos o negativos para cada una de las alternativas A-1, A-2 y B;

e) Se acumularon los saldos anteriores para el período 1973-82.

2. Resultados

Los valores presentes acumulados de los costos anuales y los flujos de caja para el período 1973-82, se detallan en los cuadros 44, 45 y 46 y se resumen a continuación:

/Sistema

	Valor presente a 1973 de costos anuales 1973-82 (millones de dólares)	Saldos acumulados de flujos de caja 1973-82 (millones de dólares)	
		Total	Valor mínimo
Sistema combinado			
Alternativa A-1	62.2	0.7	-1.0
Alternativa A-2	60.9	2.3	-0.3
Alternativa B	54.8	10.3	0.7
Sistemas nacionales independientes	63.4	-	-

De estos resultados se deduce que las tres alternativas presentan mayores beneficios que los sistemas nacionales independientes. La alternativa B es la más ventajosa ya que el valor presente acumulado de sus costos anuales es el más reducido de todos: 8.4 millones de dólares menor que el de los sistemas independientes, 7.4 millones inferior a la alternativa A-1 y 6.1 millones más bajo que la alternativa A-2. Siguen en orden de beneficios las alternativas A-2 y la A-1. En lo que respecta a los flujos de caja, la alternativa B también es mejor que las otras dos y éstas, a su vez, representan ventajas sobre los dos sistemas nacionales independientes, ya que sus saldos son positivos. Con la alternativa A-1 se produce un déficit máximo de aproximadamente 1 100 000 dólares en 1976, que se recupera en 1978 y mantiene un saldo positivo por el resto del período. En el caso de la alternativa B, en ningún año del período considerado se producen saldos negativos.

Debido a que los programas de adiciones de centrales generadoras han limitado el estudio a un período corto (1973-82), comparado con la vida útil de las obras, se considera conveniente analizar el período de recuperación de las inversiones adicionales atribuibles a la interconexión de los sistemas. Para ello, se presenta más adelante una comparación de los valores presentes acumulados de los costos anuales para el período 1973-82, que

/incluyen la

incluyen la inversión total de las obras de interconexión en el año en que ésta se inicia (1973) y no sólo sus costos anuales de capital como se hizo en el análisis que se comenta en el párrafo anterior.

	Valor presente a 1973 de costos anuales 1973-82 (Millones de dólares)
Sistema combinado	
Alternativa A-1	65.6
Alternativa A-2	64.4
Alternativa B	58.3
Sistemas nacionales independientes	63.4

Al finalizar el período 1973-82 el valor presente acumulado de la alternativa B es 5.1 millones de dólares más reducido que el de los sistemas nacionales independientes. La inversión en las obras de interconexión se recupera totalmente en un período de cinco años a partir de 1973, ya que en 1978 los valores presentes acumulados son iguales. Por otro lado, los valores presentes acumulados a 1982 son 2.2 millones, superiores en el caso de la alternativa A-1 y un millón más altos en el de la alternativa A-2.

Para calcular el año en que esta diferencia se reduce a cero, y determinar así el período en que se recupera la inversión, se estima que a partir de 1983 el flujo de energía de Costa Rica a Nicaragua será igual al promedio anual de 1973-82 (250 GWh para la alternativa A-1 y 290 GWh para la A-2). Esta hipótesis se basa en que la tasa de crecimiento de los dos mercados y las características de los proyectos hidroeléctricos estudiados como posibles adiciones a los sistemas de generación de cada país después de 1983, indican que existirán suficientes excedentes de energía hidroeléctrica en Costa Rica y requerimientos de energía térmica en Nicaragua

/que pueden

que pueden ser reemplazados por dichos excedentes. Bajo estas condiciones el período que se requeriría para recuperar el capital sería, a partir de 1983, de 5 años años para la Alternativa A-1 y 2 años para la A-2.

En una estimación conservadora se podrían suponer períodos máximos de 20 y 30 años para la recuperación del capital. El primero correspondería al plazo normal de los préstamos para este tipo de obras, y el segundo a la vida útil de las obras de interconexión. Los beneficios a anuales que se requerirían, expresados en términos de flujo de energía, serían mucho menores que los promedios para el período 1973-82:

	Período de recuperación del capital a partir de 1973	
	20 años a/	30 años b/
Flujo promedio anual de energía a partir de 1983 (GWh)		
Alternativa A-1	140	100
Alternativa A-2	65	45

a/ Diez años a partir de 1983.
b/ Veinte años a partir de 1983.

3. Efecto de variaciones en los costos

Los beneficios de las alternativas de interconexión A-1 y A-2 dependen exclusivamente de la sustitución de energía térmica en el sistema de Nicaragua por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica, y son, por tanto, función directa del costo del combustible. El precio estimado para efectos de este informe (véase la sección 3 del capítulo II) es menor que el que pagan actualmente el ICE y ENALUF, pero es mayor que el de otras empresas del área, como las de Panamá y El Salvador. Es importante entonces determinar el efecto que tendría sobre los resultados una posible reducción en dicho precio. Para facilitar esta tarea se presenta a continuación un resumen de la forma en que están compuestos los costos anuales del período 1973-82, expresados en valor presente a 1973:

/Total

	Sistemas independientes	Alternativas A-1	Alternativas A-2	Alternativas B
	(Miles de dólares)			
Total	63 355	62 222	60 937	54 796
Costos de capital	32 978	38 161	38 161	33 952
Nicaragua	14 853	14 853	14 853	11 630
Costa Rica	18 125	18 125	18 125	17 139
Obras de interconexión	-	5 183	5 183	5 183
Gastos fijos de operación y mantenimiento	5 949	6 695	6 695	5 579
Nicaragua	3 222	3 222	3 222	2 300
Costa Rica	2 727	2 727	2 727	2 533
Obras de interconexión	-	746	746	746
Gastos variables de operación y mantenimiento	24 428	17 366	16 081	15 265
Nicaragua	23 312	15 849	14 545	13 663
Costa Rica	1 116	1 116	1 116	1 090
Obras de interconexión	-	401	420	512

Si el precio estimado del combustible disminuyera en un 10 por ciento durante todo el período del estudio, el valor presente de los gastos variables se reduciría en la misma proporción y los totales serían los siguientes:

	Millones de dólares
Sistema combinado:	
Alternativa A-1	60.5
Alternativa A-2	59.3
Alternativa B	53.3
Sistemas independientes	60.9

/Las alternativas

Las alternativas de interconexión presentan aún ventajas, aunque lógicamente menores que en el caso anterior, respecto a los sistemas nacionales independientes. El período total para la recuperación de la inversión en las obras de interconexión, si se mantiene después de 1983 el mismo flujo promedio anual de energía de Costa Rica a Nicaragua que en el período 1973-82, será de 19 años para la alternativa A-1 y de 14 años para la alternativa A-2 contados a partir de 1973. Es decir, que el aumento en dicho período, producido por la disminución de 10 por ciento en el costo del combustible, sería de 4 años en el primer caso y de 2 años en el segundo. Para la alternativa B ese aumento sería de un año, y la inversión sería recuperada totalmente en el período 1973-79.

/VI. CONCLUSIONES

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Sobre la base de los trabajos realizados y los resultados obtenidos se llega a las siguientes conclusiones en relación con las posibilidades de integración eléctrica entre Nicaragua y Costa Rica:

a) La disponibilidad de energía hidroeléctrica en Costa Rica actualmente excede los requerimientos del mercado, y este exceso se mantiene durante el período 1973-82, alcanzando un promedio anual de 400 GWh.

b) Las características de producción de los proyectos hidroeléctricos existentes y los programados para el período 1973-82 en el Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua indican que se requerirá considerable generación térmica de base. El promedio anual durante ese período será de 750 GWh.

c) La sustitución del proyecto de Pacuare en el programa de adiciones de Costa Rica por el de Angostura o Arenal (primera etapa) aumentaría los sobrantes de energía hidroeléctrica que puede ser transferida a Nicaragua.

d) La inclusión de proyectos hidroeléctricos como Paiwas o Corriente Lira (con base en evaluación preliminar realizada por ENALUF) en el programa de Nicaragua no afectaría la capacidad de ese sistema para utilizar energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica.

e) La posibilidad de reemplazar energía térmica de alto costo en Nicaragua por excedentes hidoreléctricos de Costa Rica representa beneficios económicos y financieros mayores que los costos de las obras de interconexión necesarias.

f) Las ventajas económicofinancieras aumentan considerablemente si los dos sistemas comparten reservas (con el consiguiente ahorro en costos de capital y gastos fijos de operación y mantenimiento al posponerse la instalación de unidades térmicas) y si se sobrerregulan los embalses de las centrales de Nicaragua para complementar mejor su operación con las de Costa Rica.

/En consideración

En consideración a lo anterior se hacen las siguientes recomendaciones:

1. Que se apoye el proyecto de interconexión eléctrica entre los sistemas centrales de Nicaragua y Costa Rica para asegurar tan pronto sea posible, la utilización de los sobrantes de energía hidroeléctrica en Costa Rica y otros beneficios que se obtendrían de dicha interconexión.

2) Que se designe una comisión conjunta con funciones, autoridad, tiempo y personal suficiente para impulsar las actividades relacionadas con este proyecto.

3) Que se definan los términos de referencia y se gestione la elaboración de un estudio de preinversión que sirva de base para su financiamiento.

4) Que se inicien a la brevedad del caso, las gestiones para el financiamiento de dicho estudio incluyendo los aspectos legales e institucionales relacionados con el proyecto.

/Cuadro 1

A. Mercados eléctricos

(1 a 6)

Cuadro 1

NICARAGUA-COSTA RICA: DATOS HISTORICOS DE REQUERIMIENTOS DE ENERGIA Y POTENCIA Y FACTORES DE CARGA EN LOS SISTEMAS NACIONALES INTERCONECTADOS, 1960-68 a/

Sistema	Unidad	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	Tasa de crecimiento 1960-68 (porciento)
Nicaragua-Costa Rica												
Energía	GWh	497	542	586	651	736	805	883	984	1 117	1 220	10.6
Demanda máxima b/	MW	115	122	132	148	156	178	192	209	224	247	8.7
Factor de carga	Porciento	49.3	50.7	50.7	50.2	53.8	51.6	52.5	53.7	56.8	55.0	-
Nicaragua												
Energía	GWh	104	118	139	167	198	230	269	316	379	438	17.5
Demanda máxima	MW	22	25	29	34	38	45	56	63	69	78	15.7
Factor de carga	Porciento	54.0	54.0	54.9	56.1	59.8	58.5	55.0	57.3	62.2	64	-
Costa Rica												
Energía	GWh	393	424	447	484	538	575	614	668	738	782 c/	8.2
Demanda máxima	MW	93	97	103	114	118	133	136	146	155 c/	169 c/	6.6
Factor de carga	Porciento	48.5	49.9	49.5	48.5	52.0	49.3	51.5	52.0	54.3	52.8	-

a/ En centrales generadoras.
b/ Se ha considerado un factor de coincidencia de 1.0 en las demandas máximas de los dos sistemas.
c/ Estimada.

Cuadro 2

NICARAGUA-COSTA RICA: PROYECCION DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA Y POTENCIA EN LOS SISTEMAS NACIONALES INTERCONECTADOS, 1970-85 a/

Sistema	Unidad	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Tasa de crecimiento 1970-85 (porciento)
Nicaragua-Costa Rica																		
Energía	GWh	1 338	1 481	1 629	1 799	1 960	2 187	2 381	2 585	2 842	3 077	3 362	3 658	3 976	4 326	4 657	5 150	9.4
Demanda máxima b/	MW	276	305	331	363	394	431	470	510	557	600	651	705	759	819	882	976	8.8
Factor de carga	Porciento	55.3	55.4	56.2	56.6	56.8	57.9	57.8	57.9	58.2	58.5	58.9	59.2	59.8	60.3	52.8	52.8	-
Nicaragua																		
Energía	GWh	500	560	635	715	790	890	995	1 100	1 250	1 370	1 500	1 660	1 830	2 020	2 220	2 490	11.3
Demanda máxima	MW	96	109	122	137	152	171	189	211	239	262	286	317	346	380	418	470	11.2
Factor de carga	Porciento	59.6	58.7	59.4	59.4	59.4	59.4	60.1	59.5	59.5	59.6	59.6	59.8	60.3	60.6	60.6	60.5	-
Costa Rica																		
Energía	GWh	838	921	994	1 084	1 170	1 297	1 386	1 485	1 592	1 707	1 862	1 998	2 146	2 306	2 437	2 660	8.0
Demanda máxima	MW	180	196	209	226	242	266	281	299	318	338	365	388	413	439	464	506	7.1
Factor de carga	Porciento	53.2	53.7	54.2	54.7	55.2	55.6	56.3	56.7	57.2	57.7	58.2	58.7	59.3	60.0	60.0	60.0	-

a/ En centrales generadoras.
b/ Se ha considerado un factor de coincidencia de 1.0 en las demandas máximas de los dos sistemas.

Cuadro 3

NICARAGUA-COSTA RICA: VARIACIONES MENSUALES DE LA DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA Y DISTRIBUCION MENSUAL DE REQUERIMIENTOS DE ENERGIA EN LOS SISTEMAS NACIONALES INTERCONECTADOS

Mes	Demanda máxima anual (Porciento de la demanda máxima anual)		Energía mensual (Porciento de la energía total anual)	
	Nicaragua a/	Costa Rica b/	Nicaragua a/	Costa Rica b/
Enero	89.5	93.0	8.9	8.1
Febrero	92.8	91.0	9.1	7.4
Marzo	91.2	91.8	9.6	8.2
Abril	89.9	92.5	8.0	8.1
Mayo	84.9	95.4	8.2	8.4
Junio	78.8	93.0	7.3	8.2
Julio	78.6	92.0	7.8	8.3
Agosto	81.6	96.5	8.0	8.4
Septiembre	82.7	95.6	7.6	8.3
Octubre	84.4	98.0	7.9	8.8
Noviembre	90.8	98.4	8.2	8.7
Diciembre	100.0	100.0	9.4	9.1

a/ Promedio del período 1965-68.
b/ Datos para 1967.

Cuadro 4

NICARAGUA-COSTA RICA: VARIACIONES DE LAS DEMANDAS HORARIAS DE POTENCIA EN EL DIA PROMEDIO a/

(Porciento)

Hora	Nicaragua		Costa Rica	
	Estación seca	Estación lluviosa	Estación seca	Estación lluviosa
1	61.5	52.1	24.7	25.1
2	60.4	51.1	24.4	24.1
3	57.3	51.1	24.4	24.1
4	57.3	51.1	25.8	26.2
5	68.8	53.2	34.2	34.6
6	60.4	55.2	62.0	63.5
7	68.4	57.4	66.2	65.0
8	67.6	68.8	73.0	73.2
9	82.3	85.5	82.9	79.8
10	86.5	88.6	91.4	90.6
11	91.6	91.8	100.0	100.0
12	92.7	92.8	78.2	80.4
13	97.0	84.4	62.2	63.5
14	82.3	82.4	64.3	66.1
15	87.5	85.5	67.8	70.5
16	90.6	87.5	71.9	75.8
17	89.5	89.6	78.2	84.5
18	88.5	90.7	91.8	95.5
19	97.0	100.0	85.6	84.8
20	100.0	99.0	72.5	72.3
21	95.9	91.7	60.1	60.0
22	89.5	80.3	46.6	46.0
23	76.0	65.6	31.6	33.2
24	63.5	56.3	26.6	27.1
Promedio	79.4	75.5	60.2	61.0

a/ Promedio de las curvas típicas para días laborables, sabados y y domingos.

Cuadro 5

NICARAGUA-COSTA RICA: DEMANDAS HORARIAS DE POTENCIA PARA EL DIA DE MAXIMA DEMANDA ANUAL. SISTEMAS NACIONALES Y SISTEMA COMBINADO, 1967-68

(MW)

Hora	1967			1968		
	Sistemas nacionales		Sistema combinado	Sistemas nacionales		Sistema combinado
	Nicaragua a/	Costa Rica b/		Nicaragua c/	Costa Rica d/	
1	29.8	41.3	71.1	34.2	41.7	75.9
2	29.4	40.5	69.9	33.2	38.3	71.5
3	29.2	39.9	69.1	32.8	38.0	70.8
4	29.4	39.5	68.9	33.6	37.0	70.6
5	30.6	43.3	73.9	34.4	37.9	72.3
6	32.5	54.9	87.4	33.9	44.0	77.9
7	36.5	86.5	123.0	39.5	79.4	118.9
8	44.3	95.5	139.8	49.2	94.1	143.3
9	50.1	106.5	156.6	55.0	99.9	154.9
10	54.0	114.5	168.5	57.3	111.8	169.1
11	55.6	129.3	184.9	58.4	131.1	189.5
12	54.4	132.5	186.9	58.9	148.2	207.1
13	50.3	108.5	158.8	53.4	125.4	178.8
14	49.7	90.7	140.4	56.8	95.2	152.0
15	51.3	97.5	148.8	60.4	98.5	158.9
16	53.7	100.5	154.2	60.5	107.0	167.5
17	52.3	109.8	162.1	58.4	113.0	171.4
18	61.8	129.8	191.6	65.4	123.8	189.2
19	62.8	145.5	208.3	68.2	139.3	207.5
20	58.7	115.9	174.6	64.2	121.2	185.4
21	54.6	100.7	155.3	59.0	102.6	161.6
22	48.5	83.8	132.3	51.3	84.5	135.8
23	38.2	64.5	102.7	45.3	66.5	111.8
24	32.2	49.0	81.2	36.2	49.1	85.3
Demanda máxima no coincidente			208.3			216.4
Demanda máxima, sistema combinado			208.3			207.5
Factor de diversidad			1.0			1.04

a/ El 21 de diciembre; b/ El 6 de diciembre; c/ El 27 de diciembre; d/ El 13 de noviembre.

Cuadro 6

NICARAGUA-COSTA RICA: PROYECCION DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGIA Y POTENCIA EN CENTRALES GENERADORAS, 1970

Año	Estación[a/]	Requerimientos de energía (GWh)			Demanda de potencia (MW)		
		Total	Nicaragua	Costa Rica	Total	Nicaragua	Costa Rica
1970-71	Feb-mayo	443	175	268	260	89	171
	Jun-enero	908	331	577	280	98	182
1971-72	Feb-mayo	491	195	296	288	101	187
	Jun-enero	1 002	371	631	305	109	196
1972-73	Feb-mayo	540	222	318	312	113	199
	Jun-enero	1 104	421	683	333	123	210
1973-74	Feb-mayo	597	250	347	343	127	216
	Jun-enero	1 215	472	743	363	137	226
1974-75	Feb-mayo	651	276	375	372	141	231
	Jun-enero	1 327	523	804	395	153	242
1975-76	Feb-mayo	726	311	415	413	159	254
	Jun-enero	1 477	589	888	437	171	266
1976-77	Feb-mayo	791	347	444	443	175	268
	Jun-enero	1 616	666	950	470	189	281
1977-78	Feb-mayo	860	384	476	481	196	285
	Jun-enero	1 746	729	1 017	513	214	299
1978-79	Feb-mayo	947	436	511	525	222	303
	Jun-enero	1 916	825	1 091	557	239	318
1979-80	Feb-mayo	1 025	478	547	565	243	322
	Jun-enero	2 076	904	1 172	600	262	338
1980-81	Feb-mayo	1 121	524	597	613	265	348
	Jun-enero	2 268	991	1 277	651	286	365
1981-82	Feb-mayo	1 219	579	640	664	294	370
	Jun-enero	2 466	1 096	1 370	705	317	388
1982-83	Feb-mayo	1 330	639	691	715	321	394
	Jun-enero	2 676	1 208	1 468	759	346	413
1983-84	Feb-mayo	1 445	705	740	771	353	418
	Jun-enero	2 910	1 333	1 577	819	380	439
1984-85	Feb-mayo	1 555	775	780	831	388	443
	Jun-enero	3 144	1 470	1 674	892	421	471
1985-86	Feb-mayo	1 723	869	854	919	436	483
	Jun-enero	3 400	1 600	1 800	976	470	506

a/ Febrero-mayo estación seca; junio-enero estación de lluvias.

B. Recursos para la generación de energía eléctrica

(7 a 13)

Cuadro 7

NICARAGUA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia (MW)		Año medio						Año seco			Embalse útil (millones m³)	Carga bruta (metros)	
	Unidades	Total	Generación (GWh)			Factor de planta			Período crítico	Generación (GWh)				
			Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda		Anual	Período crítico		Media	Mínima
A. Proyectos en operación a 1972														
Centroamérica a/	2 x 25.5	50	200	67	133	45	45	45	anual	160	160	265	271	267
Sobrerregulación		50	200	145	55	45	97	18						
Santa Bárbara a/	2 x 25	50	200	55	145	46	38	50	feb-mayo	130	45	15	200	197
Sobrerregulación b/		50	200	112	88	46	77	30						
B. Proyectos programados, 1972-85														
Nicaragua a/	2 x 17.5	40	67	22	45	19	19	19	anual	43	43	600	65	35
Sobrerregulación c/ d/		40	67	51	16	22	50	8						
Rafael Mora a/	1 x 30	30	87	29	58	33	33	33	anual	56	56	100	85	84.5
Sobrerregulación c/		30	87	64	23	33	95	2						
Santa Bárbara con Nicaragua		50	208	70	138	47	48	47	anual	130	130	15	200	197
Sobrerregulación		50	208	147	61	47	100	21						
C. Proyectos alternativos e/														
Paiwas		100	350	-	-	40								
Coco		100	350	-	-	40								

Nota: Estación seca: febrero 1o. a mayo 31; estación húmeda: junio 1o. a enero 31.
a/ Centrales en cascada en el siguiente orden de arriba hacia abajo, Centroamérica-Nicaragua-Santa Bárbara y Rafael Mora.
b/ Con base en el Q sobrerregulado en Centroamérica.
c/ Limitada por Q turbinable en Santa Bárbara.
d/ Potencia máxima con carga mínima, por unidad: 7 MW.
e/ Información suministrada por ENALUF.

Cuadro 8

NICARAGUA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia total (MW)	Año medio		Inversión		Costo de producción (miles de dólares)			
		Generación (GWh)	Factor de planta	Total (millones de dólares)	Dólares por kW	Costo de capital a/	Operación y mantenimiento	Total	Mills por kWh
A. Proyectos en operación a 1972									
Centroamérica	50	200	45	20.4 c/	408	1 710	152 c/	1 862	9.31
Santa Bárbara	50	200	46	16.3	326	1 370	150	1 520	7.60
B. Proyectos programados 1972-85									
Nicaragua	40	75 b/	19	16.6	415	1 390	142	1 532	20.40
Rafael Mora	30	87	33	12.0	400	1 010	134	1 144	13.10
C. Proyectos alternativos									
Paiwas	100	350	40	28 d/	280	2 348	190	2 538	7.25
Coco	100	350	40	28	280	2 348	190	2 538	7.25

a/ Con base en 40 años al 8 por ciento.
b/ Incluye aumento de generación en Santa Bárbara.
c/ Costo real reportado.
d/ Estimado por ENALUF.

Cuadro 9

COSTA RICA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: CARACTERISTICAS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia (MW)		Año medio						Año seco			Embalse útil (millones m³)	Carga bruta (m)	
			Generación (GWh)			Factor de planta				Generación (GWh)				
	Unidades	Total	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Anual	Estación Seca	Estación Húmeda	Período crítico	Anual	Período crítico		Media	Min.
A. Proyectos en operación a 1972														
Varios	43	43	280	70	210	73	55	83	día-abr.	260	0.54	0.50		
Garita	2 x 15	30a/	171	51	120	65	58	69	día-abr.	170	0.35	0.50	157	155
Río Macho	2 x 15	30a/	146	24	122	56	27	70	día-abr.	87	0.11	0.46	464	460
Cachí (elev. 990)	2 x 32	64a/	562	177	385	100	95	103	feb-mayo	464	127	51.4	244	220
B. Proyectos programados, 1972-85														
Río Macho (Tapantí)	+2 x 30	90a/	540	102	438	69	39	84	día-mar.	440	0.50	0.46	464	460
	+1 x 30	120a/	570	107	463	54	30	66	día-mar.	465	0.50			
Pacuare (elev. 550) b/	3 x 40	120	665	222	443	63	63	63	anual	524	524	335	202	135
Sobrerregulación		120	665	275	390	63	79	55						
Colón (elev. 690)	2 x 55	110	410	102	308	43	31	48	feb-mar.	311	90	47	262	235
C. Proyectos alternativos														
Cachí (elev. 990)	+2 x 40	144	674	177	497	53	42	59	feb-mayo	464	127	51.4	244	220
Pacuare (elev. 460) b/	2 x 30	60	407	90	317	78	51	90	ene-abr.	364	35	21	140	123
Colón sin presa	1 x 40	40	246	63	183	70	54	78	día-abr.	183	0.15	0.35	215	215
	+1 x 40	80	313	63	250	45	27	53	día-abr.	232	0.15			
Arenal (elev. 520)	2 x 50	100	695	175	520	79	60	89	feb-mayo	650	142	180	218	216
Arenal (elev. 538)	2 x 50	100	720	240	480	82	82	82	anual	650	650	1 400	231	216
Sobrerregulación	2 x 50	100	7[illegible]0	292	403	82	100	69						
Arenal (elev. 538)	+2 x 50	200	720	240	480	41	41	41	anual	650	650			
Sobrerregulación		200	7[illegible]0	584	136	41	100	12	anual					
Angosturs c/	3 x 50	150	990	290	700	75	67	79	ene-mayo	779	312	9	190	182
	+1 x 50	200	***	***	***	***	***	***		1 024	***	9	***	***
	2 x 65	330	***	***	***	***	***	***		1 305	***	9	***	***

Nota: Estación seca 1o. febrero a mayo 31; estación húmeda: junio 1o. a enero 31.

a/ Potencia adicional con sobrecarga: Garita 7.5 MW, Cachí 8 MW, Río Macho 6.5 MW con 30 MW instalados y 18.5 MW con 90-120 MW instalados.

b/ Potencia máxima con carga mínima por unidad: 19 MW a elev. 550 y 25 MW a elev. 460.

c/ La segunda y tercera etapas están en cascada con los proyectos Murcia y El Gato.

Cuadro 10

COSTA RICA. PROYECTOS HIDROELECTRICOS: INVERSION Y COSTOS DE PRODUCCION

Nombre	Potencia total (MW)	Año medio		Inversión		Costo de producción (miles de dólares)			
		Generación (GWh)	Factor de planta	Total (millones de dólares)	Dólares por kW	Costo de capital a/	Operación y mantenimiento	Total	Mills por kWh
A. Proyectos en operación a 1972									
Varios	43	280	73						
Garita	30	171	65	10.8	360	910	162 b/	1 072	6.26
Río Macho	30	146	56	12.6	420	1 060	146 b/	1 206	8.26
Cachí, Elev. 990	64	562	100	27.2	425	2 280	95 b/	2 375	4.22
B. Proyectos programados 1972-85									
Río Macho (Tapantí)	90	540	69	32.2	357	2 700	182	2 882	5.33
	120	570	54	34.8	290	2 920	206	3 126	5.48
Pacuare, Elev. 550	120	665	63	39.9	332	3 350	206	3 556	5.34
Colón, Elev. 690	110	410	43	37.2	338	3 120	198	3 318	8.09
C. Proyectos alternativos									
Cachí, Elev. 990	144	674	53	36.1	250	3 030	225	3 255	4.82
Pacuare, Elev. 460	60	407	78	28.0	466	2 350	158	2 508	6.16
Colón sin presa	40	246	70	21.3	532	1 790	142	1 932	7.85
	80	313	45	24.7	308	2 070	174	2 244	7.16
Arenal, Elev. 520	100	695	79	31.2	312	2 620	190	2 810	4.04
Arenal, Elev. 538	100	720	82	34.9	349	2 930	190	3 120	4.33
	200	720	41	53.1	265	4 460	270	4 730	6.56
Angostura	150	990	75	57.7	385	4 840	230	5 070	5.13
	200	...	...	71.8	359	6 020	270	...	...
	330	...	...	81.2	246	6 810	374	...	...

a/ Con base en 40 años al 8 por ciento.
b/ Costo real reportado.

Cuadro 11

NICARAGUA: CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de instalación	Tipo y número de unidades	Potencia instalada (MW) Por unidad	Potencia instalada (MW) Total	Potencia firme (MW)	Generación anual máxima (GWh)	Consumo medio kcal/kWh	Inversión Total (miles de dólares)	Inversión Por kW instalado (dólares)	Costos fijos anuales de O. y M. (miles de dólares)	Costos variables de O. y M. (mils por kWh) a/
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Existentes												
Managua	ENALUF	1958	V - 1	15.0	15.0	15.0	112.5	3 560				-
Managua	ENALUF	1958	V - 1	15.0	15.0	15.0	112.5	3 750	7 371	246.0		-
Managua	ENALUF	1954	D - 1	3.0	3.0	2.5	17.5	2 600*	...	...		1.6
Managua	ENALUF	1953	D - 1	3.0	3.0	2.5	17.5	2 600*	...	...	261.0	1.6
Managua	ENALUF	1949	D - 1	1.0	1.0	0.7	4.9	2 800*	...	...		2.6
Managua	ENALUF	1948	D - 1	1.0	1.0	0.7	4.9	2 800*	...	...		2.6
Managua	ENALUF	1945	D - 1	1.0	1.0	0.7	4.9	2 800*	...	...		2.6
Chinandega	ENALUF	1967	G - 1	17.85	17.85	14.3	57.2	3 580	1 662	93.1	21.5*	0.2
León	ENALUF	1966	D - 1	0.75	...	0.7	4.9	2 840*	...	...		2.8
León	ENALUF	1966	D - 2	0.75	...	1.3	9.1	2 840*	...	...	22.0*	2.8
León	ENALUF	1966	D - 1	0.5	...	0.3	2.1	2 920*	...	...		3.5
Programadas												
Managua (amp.)	ENALUF	1969	V - 1	40.0	40.0	36.4	273.0	2 970*	7 500	187.5	230.0	-
Masaya	ENALUF	1975	G - 1	15.0	15.0	14.6	58.5	4 050*	1 950	130.0	37.5	0.4
Managua (nueva)	ENALUF	1978	V - 1	60.0	60.0	55.8	418.5	2 750*	10 800	180.0	420.0	-
Managua (amp.)	ENALUF	1980	V - 1	60.0	60.0	55.8	418.5	2 750*	9 720	162.0	280.0	-

a/ No incluye combustible.

Cuadro 12

COSTA RICA: CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de instalación	Tipo y número de unidades	Potencia instalada (MW) Por unidad	Potencia instalada (MW) Total	Potencia firme (MW)	Generación anual máxima (GWh)	Consumo medio kcal/kWh	Inversión Total (miles de dólares)	Inversión Por kW instalado (dólares)	Costos fijos anuales de O. y M. (miles de dólares)	Costos variables de O y M. (mils por kWh) a/
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Existentes												
San Antonio	CNFL	1954	V - 2	5.0	10.0	12.0	90.0	3 890	2 214	221.4	114	-
Colima	ICE	1962	D - 2	3.83	7.66	7.66	53.6	2 600	1 551	202.5		1.5
Colima	ICE	1956	D - 4	2.97	11.88	11.88	83.2	2 600	1 955	164.5	43	1.6
Programadas												
Moín I	ICE	1975	V - 1	40.0	40.0	36.4*	273.0	2 970*	8 000	200.0	310	-
Moín 2 (amp.)	ICE	1982	V - 1	40.0	40.0	36.4*	273.0	2 970*	7 200	180.0	220	-

a/ No incluye combustible.

Cuadro 13

NICARAGUA-COSTA RICA: PRECIOS ACTUALES Y ESTIMADOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION EN CENTRALES TERMICAS

País y central	Precios actuales Dólares por barril a/		Precios estimados Dólares por barril a/	
	Bunker C b/	Diesel c/	Bunker C b/	Diesel c/
Nicaragua				
Managua	2.56 d/	4.29	2.25	3.28
Chinandega		4.91		3.90
Masaya				3.90
Costa Rica				
Moín	2.48	4.18	2.03	-
Colima	3.05	4.80	2.60	-
San Antonio	3.05	4.80	2.60	-

a/ 42 galones por barril
b/ 9 700 kilocalorías por kilogramo; 151 kg. por barril.
c/ 10 500 kilocalorías por kilogramo; 135 kg por barril.
d/ Por los primeros 200 000 barriles al año; por cantidades adicionales, 2.51 dólares por barril.

C. Sistemas nacionales

(14 a 27)

Cuadro 14

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1970-82

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Centroamérica	Existente	50	67	133	50	25	67	133
Santa Bárbara 1	Dic. 1971	25	55	145	75	25	122	278
Santa Bárbara 2	Ene. 1972	25	-	-	100	25	122	278
Nicaragua	Dic. 1975	40	22	45	140	25		
Santa Bárbara (aumento con Nicaragua)	Dic. 1975	-	15	-7	140	25	159	316
Rafael Mora	Jul. 1981	30	29	58	170	30	188	374
Térmico								
Varios, diesel	Existente	9	17	34				
Chinandega, gas	Existente	15	19	38				
Managua, vapor	Existente	30	74	151				
Total a diciembre de 1969					54	15	110	223
Managua 3, vapor	Jul. 1970	40	90	183	94	40	200	406
Masaya, gas	Feb. 1975	15	19	40	109	40	219	446
Managua Nueva 1, vapor	Marzo 1977	60	138	280	169	60		
Retiro varios, diesel	Marzo 1977	-9	-17	-34	160	60	340	692
Managua Nueva 2, vapor	Marzo 1979	60	138	281	220	60	478	973

Cuadro 15

NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1973-82

(MW)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación seca										
Demanda máxima	127	141	159	175	196	222	243	265	294	321
Potencia instalada	194	194	209	249	300	300	360	360	360	390
Hidráulica	100	100	100	140	140	140	140	140	140	170
Centroamérica	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Santa Bárbara	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Nicaragua				40	40	40	40	40	40	40
Rafael Mora										30
Térmica	94	94	109	109	160	160	220	220	220	220
Vapor	70	70	70	70	130	130	190	190	190	190
Gas	15	15	30	30	30	30	30	30	30	30
Diesel	9	9	9	9	-	-	-	-	-	-
Reserva	67	53	50	74	104	78	117	95	66	69
Estación lluviosa										
Demanda máxima	137	153	171	189	214	239	262	286	317	346
Potencia instalada	194	194	249	249	300	300	360	360	390	390
Hidráulica	100	100	140	140	140	140	140	140	170	170
Centroamérica	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Santa Bárbara	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Nicaragua			40	40	40	40	40	40	40	40
Rafael Mora									30	30
Térmica	94	94	109	109	160	160	220	220	220	220
Vapor	70	70	70	70	130	130	190	190	190	190
Gas	15	15	30	30	30	30	30	30	30	30
Diesel	9	9	9	9	-	-	-	-	-	-
Reserva	57	41	78	60	86	61	98	74	73	44

Cuadro 16

NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. SUMINISTRO Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA, 1973-82

(GWh)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación seca										
Requerimiento total	250	276	311	347	384	436	478	524	579	639
Suministro Hidro	122	122	122	159	159	159	159	159	159	188
Centroamérica	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Santa Bárbara	55	55	55	70	70	70	70	70	70	70
Nicaragua				22	22	22	22	22	22	22
Rafael Mora										29
Suministro térmico	128	154	189	188	225	277	319	365	420	451
Vapor	128	154	164	164	225	277	319	365	420	440
Gas			25	24						11
Diesel										
Energía disponible	322	322	341	378	469	499	603	637	637	666
Hidro	122	122	122	159	159	159	159	159	159	188
Térmica	200	200	219	219	310	340	444	478	478	478
Vapor	164	164	164	164	268	302	406	440	440	440
Gas	19	19	38	38	38	38	38	38	38	38
Diesel	17	17	17	17	4					
Energía no utilizada	72	46	30	31	85	63	125	113	58	27
Hidro										
Térmica	72	46	30	31	85	63	125	113	58	27
Vapor	36	10	-	-	43	25	87	75	20	-
Gas	19	19	13	14	38	38	38	38	38	27
Diesel	17	17	17	17	4					

/Continúa

Cuadro 16 (Conclusión)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación lluviosa										
Requerimiento total	472	523	589	666	729	825	904	991	1 096	1 208
Hidro	278	278	278	316	316	316	316	316	374	374
Centroamérica	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
Santa Bárabara	145	145	145	138	138	138	138	138	138	138
Nicaragua				45	45	45	45	45	45	45
Rafael Mora									58	58
Térmico	194	245	311	350	413	509	588	675	722	834
Vapor	193	239	305	348 a/	401	501	582	675	722	829
Gas	1	6	6	2	12	8	6	-	-	5
Diesel	-	-	-	-						
Energía disponible	684	684	724	762	1 008	1 008	1 289	1 289	1 347	1 347
Hidro	278	278	278	316	316	316	316	316	374	374
Térmica	406	406	446	446	692	692	973	973	973	973
Vapor	334	334	334	334	614	614	895	895	895	895
Gas	38	38	78	78	78	78	78	78	78	78
Diesel	34	34	34	34	34	-	-	-	-	-
Energía no utilizada	212	161	135	96	279	183	385	298	251	139
Hidro	-	-	-							
Térmica	212	161	135	108	279	183	385	298	251	139
Vapor	141	95	29	-	213	113	313	220	173	66
Gas	37	32	72	74	66	70	72	78	78	73
Diesel	34	34	34	34						

a/ Factor de planta mayor que el utilizado para calcular la energía disponible.

Cuadro 17

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION, 1975-82

(Miles de dólares)

Concepto	Inversión total estimada	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total	54 569	21 098		10 802		9 718		12 951	
Generación	49 881	18 336		10 000		9 220		12 325	
Nicaragua (hidro)	16 614	16 614a/							
Rafael Mora (hidro)	12 325							12 325b/	
Masaya (gas)	1 722	1 722c/							
Managua Nueva 1 (vapor)	10 000			10 000d/					
Managua Nueva 2 (vapor)	9 220					9 220d/			
Transmisión	4 688	2 762		802		498		626	
Línea Managua-León	1 040	1 040a/							
S.R. León	105	105a/							
S.R. Managua	565	565a/							
S.E. Masaya	228	228c/							
S.E. Managua Nueva	802			802d/					
S.E. Managua Nueva	498					498d/			
S.E. Rafael Mora	626							626b/	
S.E. Nicaragua	824	824a/							

Nota: S.E. = subestación elevadora; S.R. = subestación reductora.
a/ Diciembre.
b/ Julio.
c/ Febrero.
d/ Marzo.

Cuadro 18

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COSTOS ANUALES, 1973-82

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total de costos anuales	1 541	1 990	3 015	4 841	6 030	7 014	8 306	9 080	10 189	12 664
Costos de capital			297	1 813	2 565	2 772	3 458	3 635	4 180	5 659
Generación			276	1 568	2 308	2 456	3 138	3 275	3 192	5 243
Hidráulica			116	1 393	1 393	1 393	1 393	1 393	1 910	3 361
Vapor					740	888	1 570	1 707	1 707	1 707
Gas			160	175	175	175	175	175	175	175
Transmisión			21	245	257	316	320	360	388	416
Líneas			8	92	92	92	92	92	92	92
Subestaciones			13	153	165	224	228	268	296	324
Gastos de operación y mantenimiento	1 541	1 990	2 718	3 028	3 465	4 242	4 848	5 445	6 009	7 005
Fijos			52	202	557	628	865	912	982	1 146
Variables	1 541	1 990	2 666	2 826	2 908	3 614	3 983	4 533	5 027	5 859

Cuadro 19

NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: GASTOS FIJOS Y VARIABLES ANUALES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO, 1973-82

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total	1 541	1 990	2 718	3 028	3 465	4 242	4 848	5 445	6 009	7 005
Gastos fijos			52	202	557	628	865	912	982	1 146
Generación			48	180	530	600	834	880	947	1 109
Hidráulica			13	142	142	142	142	142	209	371
Térmica			35	38	388	458	692	738	738	738
Transmisión			4	22	27	28	31	32	35	37
Líneas			1	8	8	8	8	8	8	8
Subestaciones			3	14	19	20	23	24	27	29
Gastos variables (generación)	1 541	1 990	2 666	2 826	2 908	3 614	3 983	4 533	5 027	5 859
Vapor	1 541	1 927	2 338	2 550	2 885	3 529	3 920	4 533	5 027	5 690
Gas		63	328	276	23	85	63	-	-	169

Cuadro 20

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: DESGLOSE DE LA GENERACION TERMICA Y GASTOS VARIABLES DE GENERACION. DESARROLLO INDEPENDIENTE SEGUN PROGRAMA NACIONAL. 1973-82

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
						Generación (GWh)						
Estación seca		2 716	128	154	189	188	225	277	319	365	420	451
Managua 1, vapor	15	272	37	37	37	37	35	25	-	-	27	37
Managua 2, vapor	15	189	-	27	37	37	-	24	-	-	27	37
Managua 3, vapor	40	891	91	90	90	90	90	90	81	89	90	90
Managua Nueva, vapor	60	790	-	-	-	-	100	138	138	138	138	138
Managua Nueva, vapor	60	514	-	-	-	-	-	-	100	138	138	138
Varios, gas	30	60	-	-	25	24	-	-	-	-	-	11
Estación lluviosa		4 841	194	245	311	350	413	509	588	675	722	834
Managua 1, vapor	15	211	-	-	53	79	-	37	-	-	-	42
Managua 2, vapor	15	276	10	56	69	79	-	-	20	-	-	42
Managua 3, vapor	40	1 561	183	183	183	190	183	183	-	113	160	183
Managua Nueva, vapor	60	1 633	-	-	-	-	228	281	281	281	281	281
Managua Nueva, vapor	60	1 124	-	-	-	-	-	-	281	281	281	281
Varios, gas	30	36	1	6	6	2	2	8	6	-	-	5

/Continúa

Cuadro 20 (Conclusión)

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
			Gastos de combustible (miles de dólares)									
Total anual			1 541	1 990	2 666	2 826	2 908	3 614	3 983	4 533	5 027	5 859
Estación seca		34 947	619	766	1 079	1 069	1 045	1 277	1 406	1 582	1 890	2 102
Managua 1, vapor	15	12 835	200	200	200	200	189	141	-	-	152	200
Managua 2, vapor	15	1 482	-	152	200	200	-	136	-	-	152	200
Managua 3, vapor	40	4 105	419	414	414	414	414	414	378	410	414	414
Managua Nueva, vapor	60	3 372	-	-	-	-	442	586	586	586	586	586
Managua Nueva, vapor	60	2 200	-	-	-	-	-	-	442	586	586	586
Gas, combustible	30	612	-	-	255	245	-	-	-	-	-	112
Gas, otros		24	-	-	10	10	-	-	-	-	-	4
Estación lluviosa		22 112	922	1 224	1 587	1 757	1 863	2 337	2 577	2 951	3 137	3 757
Managua 1, vapor	15	1 182	-	-	300	430	-	215	-	-	-	237
Managua 2, vapor	15	1 559	67	317	380	430	-	-	128	-	-	237
Managua 3, vapor	40	7 256	844	844	844	876	844	844	-	565	751	844
Managua Nueva, vapor	60	6 963	-	-	-	-	998	1 193	1 193	1 193	1 193	1 193
Managua Nueva, vapor	60	4 772	-	-	-	-	-	-	1 193	1 193	1 193	1 193
Gas, combustible	30	366	10	61	61	20	20	82	61	-	-	51
Gas, otros		14	1	2	2	1	1	3	2	-	-	2

Cuadro 21

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA, 1970-82

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh)		Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh)	
			Estación seca	Estación lluviosa			Estación seca	Estación lluviosa
Hidro								
Varios	Existentes	43	70	210				
Garita	Existentes	30	51	120				
Río Macho	Existentes	30	24	122				
Cachí	Existentes	64	142	380				
Total a diciembre 1969					167	32	287	832
Cachí (ampliación embalse)	Nov. 1970	-	35	5	167	32	322	837
Río Macho No. 3	Sept. 1972	30						
Río Macho No. 4	Nov. 1972	30	78	316	227	32	400	1 153
Pacuare No. 1	Ene. 1977	40						
Pacuare No. 2	Mayo. 1977	40						
Pacuare No. 3	Sept. 1977	40	222	443	347	32	622	1 596
Río Macho No. 5	Dic. 1982	30	5	25	377	32	627	1 621
Colón	Dic. 1983	110	102	308	487	55	729	1 929
Térmico								
Colima, diesel	Existente	20	46	91				
San Antonio, vapor	Existente	10	30	60				
Total a diciembre 1969					30	5	76	151
Moín No. 1, vapor	Ene. 1975	40	91	182	70	40	167	333
Moín No. 2, vapor	Sept. 1981	40	91	182	110	40	258	515

Cuadro 22

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA, 1973-82

(MW)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación seca										
Demanda máxima	216	231	254	268	285	303	322	348	370	394
Potencia instalada	257	257	297	297	337	417	417	417	417	457
Hidro	227	227	227	227	267	347	347	347	347	347
Varios	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Garita	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Río Macho	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Cachí	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Pacuare					40	120	120	120	120	120
Térmico	30	30	70	70	70	70	70	70	70	110
San Antonio	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Colima	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Moín			40	40	40	40	40	40	40	80
Reserva	41	26	43	29	52	114	95	69	47	63
Estación lluviosa										
Demanda máxima	226	242	266	281	299	318	338	365	388	413
Potencia instalada	257	257	297	297	417	417	417	417	457	487
Hidro	227	227	227	227	347	347	347	347	347	377
Varios	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Garita	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Río Macho	90	90	90	90	90	90	90	90	90	120
Cachí	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Pacuare					120	120	120	120	120	120
Térmico	30	30	70	70	70	70	70	70	110	110
San Antonio	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Colima	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Moín			40	40	40	40	40	40	80	80
Reserva	31	15	31	16	118	99	79	52	69	74

Cuadro 23

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA, 1973-82

(MW)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación seca										
Requerimiento total	347	375	415	444	476	511	547	597	640	691
Suministro Hidro	347	374	400	400	473	511	547	571	622	622
Varios	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Río Macho	60	78	102	102	102	102	102	102	102	102
Garita	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Cachí	166	175	177	177	177	177	177	177	177	177
Pacuare					73	111	147	171	222	222
Suministro térmico	-	1	15	44	3	-	-	26	18	69
San Antonio, vapor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colima, diesel	-	1	-	-	3	-	-	-	-	-
Moín, vapor			15	44	-	-	-	26	18	69
Energía disponible	476	476	549	567	707	789	789	789	789	862
Hidro	400	400	400	400	540	622	622	622	622	622
Térmico	76	76	149	166	167	167	167	167	167	240
San Antonio, vapor	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Colima, diesel	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Moín, vapor			73	91	91	91	91	91	91	164
Energía no utilizable	129	101	134	123	231	278	242	192	149	171
Hidro	53	26	-	-	67	111	75	51	-	-
Térmico	76	75	134	123	164	167	167	141	149	171
San Antonio, vapor	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Colima, diesel	46	45	46	46	43	46	46	46	46	46
Moín, vapor			58	47	91	91	91	65	73	95

/Continua

Cuadro 23 (Conclusión)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación lluviosa										
Requerimiento total	743	804	888	950	1 017	1 091	1 172	1 277	1 370	1 468
Hidro	743	798	866	912	1 017	1 091	1 172	1 269	1 349	1 373
Varios	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Río Macho	102	140	194	230	136	231	176	218	223	215
Garita	114	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Cachí	317	328	342	352	362	375	385	385	385	385
Pacuare					189	155	281	336	400	443
Térmico	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95
San Antonio, vapor										
Colima, diesel	-	6	-	5	-	-	-	8	-	-
Moín, vapor			22	33	-	-	-	-	21	95
Energía disponible	1 304	1 304	1 450	1 486	1 929	1 929	1 929	1 929	1 929	2 075
Hidro	1 153	1 153	1 153	1 153	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596	1 596
Térmico	151	151	297	333	333	333	333	333	333	479
San Antonio, vapor	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Colima, diesel	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Moín, vapor			146	182	182	182	182	182	182	328
Energía no utilizable	561	500	562	536	912	838	757	652	559	607
Hidro	410	355	287	241	579	505	424	327	247	223
Térmico	151	145	275	295	333	333	333	325	312	384
San Antonio, vapor	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Colima, diesel	91	85	91	86	91	91	91	83	91	91
Moín, vapor			124	149	182	182	182	182	161	233

Cuadro 24

COSTA RICA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION, 1975-82

(Miles de dólares)

Concepto	Inversión total estimada	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total	63 830	9 895		42 542	1 225			7 200	2 968
Generación	56 606	7 324		39 840	-			6 812	2 630
Moín No. 1 (vapor	7 324	7 324a/							
Pacuare No. 1 (hidro)	36 100			36 100a/					
Pacuare No. 2 y 3 (hidro)	3 740			3 740c/					
Moín No. 2 (vapor)	6 812							6 812e/	
Río Macho No. 5 (hidro)	2 630								2 630b/
Transmisión	7 224	2 571		2 702	1 225			388	338
Líneas	3 410	1 685		920	805				
Cachí-Pacuare (1)	920	920 a/							
Pacuare-Moín	765	765 a/							
Cachí-Pacuare (2)	920			920c/					
Río Macho-S.R. San José este	805				805b/				
Subestaciones	3 814	886		1 782	420			388	338
S.E. Río Macho	548				210b/			388b/	338b/
S.E. Cachí	420	210a/		210c/					
S.E. Moín	1 064	676a/						388e/	
S.E. Pacuare	1 572			1 572d/					
S.R. San José este	210				210b/				

Nota: S.E. = subestación elevadora S.R. = subestación reductora.
a/ Enero. b/ Diciembre. c/ Mayo-septiembre.
d/ Mayo-noviembre. e/ Septiembre.

Cuadro 25

COSTA RICA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COSTOS ANUALES, 1973-82

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total de costos anuales		43	1 259	1 617	4 602	5 029	5 137	5 310	5 631	6 763
Costos de capital			742	879	4 082	4 470	4 569	4 569	4 782	5 241
Generación			651	651	3 745	3 992	3 992	3 992	4 193	4 615
Hidro					3 094	3 341	3 341	3 341	3 341	3 359
Vapor			651	651	651	651	651	651	852	1 256
Transmisión			91	228	337	478	577	577	589	626
Gastos de operación y mantenimiento		43	517	738	520	559	568	741	849	1 522
Fijos		-	319	330	515	559	568	568	642	793
Variables		43	198	408	5	-	-	173	207	729

Cuadro 26

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: GASTOS FIJOS Y VARIABLES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO, 1973-82

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total		43	517	738	520	559	568	741	849	1 522
Gastos fijos			319	330	515	559	568	568	642	793
Generación			310	310	485	516	516	516	589	738
Hidro					175	206	206	206	206	208
Térmica			310	310	310	310	310	310	383	530
Transmisión			9	20	30	43	52	52	53	55
Líneas			2	13	17	21	26	26	26	26
Subestaciones			7	7	13	22	26	26	27	29
Gastos variables (generación)		43	198	408	5	-	-	173	207	729
Vapor			198	377	-	-	-	124	207	729
Gas										
Diesel		43	-	31	5	-	-	49	-	-

Cuadro 27

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: DESGLOSE DE LA GENERACION Y GASTOS VARIABLES EN CENTRALES TERMICAS, 1973-82

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
					Generación (GWh)							
Total anual		366	-	7	37	82	3	-	-	34	39	164
Estación seca		176	-	1	15	44	3	-	-	26	18	69
Colima, diesel	20	4	-	1	-	-	3	-	-	-	-	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	103	-	-	15	44	-	-	-	26	18	-
Moín 2, vapor	40	69									-	69
Estación lluviosa		190	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95
Colima, diesel	20	19	-	6	-	5	-	-	-	8	-	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	76	-		22	33	-	-	-	-	21	-
Moín 2, vapor	40	95									-	95
					Gastos de combustible (Miles de dólares)							
Total anual		1 763	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729
Estación seca		807	-	6	79	202	5	-	-	124	93	298
Combustible												
Colima, diesel	20	6	-	5	-	-	1	-	-	-	-	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	498			79	202	-	-	-	124	93	-
Moín 2, vapor	40	298										298
Otros gastos variables												
Colima, diesel		5	-	1	-	-	4	-	-	-	-	-
Estación lluviosa		956	-	37	119	206	-	-	-	49	114	431
Combustible												
Colima, diesel	20	88	-	28	-	23	-	-	-	37	-	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	408			119	175	-	-	-	-	114	-
Moín 2, vapor	40	431									-	431
Otros gastos variables												
Colima, diesel		29	-	9	-	8	-	-	-	12	-	-

D. Alternativas de interconexión

(28 a 43)

Cuadro 28

NICARAGUA-COSTA RICA: CARACTERISTICAS DE OBRAS DE INTERCONEXION ESTUDIADAS, 1973-85

(Soluciones)

	Barranca-Masaya (1)	Barranca-Masaya (2)	Barranca-Masaya (3)	Colima-Masaya (4)	Arenal-Masaya (5)
Longitud (km)	290	290	290	360	225
Tensión (kV)					
Nominal	138	138	230	230	230
En el punto de recibo	120	120	210	210	210
Regulación máxima de tensión (porciento)	15	15	15	15	15
Número de circuitos	2	2	1	1	1
Calibre de conductor ACSR (MCM) a/	795	795	795	795	795
Compensación en serie (por ciento)	-	40	-	25	-
Capacidad de transporte (MW) b/	100	120	125	125	150
Condiciones de operación sin carga					
Carga (MVAR)	42.8	42.8	52.2	66.7	39.6
Pérdidas (kW)	386.0	386.0	413.0	850.0	182.0
Inversión (miles de dólares)	8 978	9 082	8 450	8 645	5 625
Línea c/	6 370	6 474	5 500	7 035	4 275
Subestaciones terminales d/	858	858	1 200	1 050	865
Refuerzo a sistemas nacionales	1 750 e/	1 750 e/	1 750 e/	560 f/	485 g/
Gastos fijos anuales de operación y mantenimiento (miles de dólares) h/	112	113	109	109	85

a/ En todos los casos se ha considerado un solo conductor por fase.
b/ Con base en un factor de potencia unitario en el punto de recibo.
c/ Incluye el costo de la compensación en serie de la línea necesaria para la capacidad de transporte indicada.
d/ Incluye el costo de autotransformadores y secciones de subestación necesarios para la interconexión.
e/ Línea de refuerzo y terminales Managua-Masaya en Nicaragua y Barranca-Colima en Costa Rica (138 kV), 1 circuito 795 MCM).
f/ Línea de refuerzo y subestaciones terminales Managua-Masaya (138 kV, 1 circuito 795 MCM).
g/ Línea de refuerzo y subestaciones terminales Managua-Masaya (138 kV, 1 circuito 336 MCM).
h/ Con base en 0.8 por ciento de la inversión total, más 40 000 dólares anuales para coordinación.

Cuadro 29

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-1: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(GWh)

	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación seca											
Requerimientos	9 267	597	651	726	791	860	947	1 025	1 121	1 219	1 330
Nicaragua	4 224	250	276	311	347	384	436	478	524	579	639
Costa Rica	5 043	347	375	415	444	476	511	547	597	640	691
Suministro											
Nicaragua	3 920	250	250	311	347	343	325	403	473	579	639
Hidro	1 508	122	122	122	159	159	159	159	159	159	188
Térmica, vapor, gas	2 412	128	128	189	188	184	166	244	314	420	451
Costa Rica	5 347	347	401	415	444	517	622	622	648	640	691
Hidro	5 171	347	400	400	400	514	622	622	622	622	622
Térmica	176	-	1	15	44	3	-	-	26	18	69
Flujo de energía Costa Rica-Nicaragua	304	-	26	-	-	41	111	75	51	-	-
Potencia máxima de transmisión (MW)		-	27	-	-	30	70	45	15	-	-

/Continúa

Cuadro 29(Conclusión)

	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación lluviosa											
Requerimientos	18 783	1 215	1 327	1 477	1 616	1 746	1 916	2 076	2 268	2 466	2 676
Nicaragua	8 003	472	523	589	666	729	825	904	991	1 096	1 208
Costa Rica	10 780	743	804	888	950	1 017	1 091	1 172	1 277	1 370	1 468
Suministro											
Nicaragua	5 753	368	387	452	475	410	491	574	712	882	1 002
Hidro	3 162	278	278	278	316	316	316	316	316	374	374
Térmico	2 591	90	109	174	159	94	175	258	396	508	628
Costa Rica	13 030	847	940	1 025	1 141	1 336	1 425	1 502	1 556	1 584	1 674
Hidro	12 840	847	934	1 003	1 103	1 336	1 425	1 502	1 548	1 563	1 579
Térmico	190	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95
Flujo de energía Costa Rica-Nicaragua	2 250	104	136	137	191	319	334	330	279	214	206
Potencia máxima de transmisión (MW)	-	20	30	34	46	56	66	68	65	61	58

Cuadro 30

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-1: DESGLOSE DE LA ENERGIA GENERADA EN CENTRALES TERMICAS, 1973-82

(GWh)

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
					Nicaragua							
Total anual		5 048	218	258	363	371	278	341	502	710	928	1 079
Estación seca		2 412	128	128	189	188	184	166	244	314	420	451
Managua 1, vapor	15	212	37	37	37	37	-	-	-	-	27	37
Managua 2, vapor	15	138		-	37	37	-	-	-	-	27	37
Managua 3, vapor	40	756	91	91	90	90	84	66	-	64	90	90
Managua Nueva 1, vapor	60	723					100	100	122	125	138	138
Managua Nueva 2, vapor	60	523							122	125	138	138
Varios, gas	30	60	-	-	25	24	-	-	-	-	-	11
Estación lluviosa		2 636	90	109	174	159	94	175	258	396	508	628
Managua 1, vapor	15	114	-		-	-	-	-	-	-	-	43
Managua 2, vapor	15	83	-	-	40	-	-	-	-	-	-	43
Managua 3, vapor	40	939	87	98	117	126	89	-	98	81	130	109
Managua Nueva 1, vapor	60	719					-	166	-	151	188	214
Managua Nueva 2, vapor	60	717							153	162	188	214
Varios, gas	30	64	3	6	17	23	5	9	7	2	2	5
Varios, diesel	9			5		10						
					Costa Rica[a]							
Total anual		366		7	37	82	3	-	-	34	39	164
Estación seca		176	-	1	15	44	3	-	-	26	18	69
Colima, diesel	20	4	-	1	-	-	3	-	-	-	-	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	103			15	44	-	-	-	26	18	-
Moín 2, vapor	40	69									-	69
Estación lluviosa		190	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95
Colima, diesel	20	19	-	6	-	5	-	-	-	8	-	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	76			22	33	-	-	-	-	21	-
Moín 2, vapor	40	95					-				-	95

a/ Igual al Sistema Nacional Independiente.

Cuadro 31

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-1: GASTOS VARIABLES DE GENERACION TERMICA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(Miles de dólares)

	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
						Nicaragua						
Total anual		24 215	1 094	1 214	2 062	1 997	1 338	1 609	2 338	3 264	4 219	5 080
Estación seca		11 420	619	619	1 079	1 069	832	758	1 060	1 392	1 890	2 102
Combustible:												
Managua 1, vapor	15	1 152	200	200	200	200	-				152	200
Managua 2, vapor	15	752	-	-	200	200	-				152	200
Managua 3, vapor	40	3 508	419	419	414	414	390	316		308	414	414
Managua nueva 1, vapor	60	3 128					442	442	530	542	586	586
Managua nueva 2, vapor	60	2 244							530	542	586	586
Varios, gas	30	612	-	-	255	245	-	-	-	-	-	112
Otros gastos variables, gas		24	-	-	10	10	-	-	-	-	-	4
Estación lluviosa		12 795	475	595	983	928	506	851	1 278	1 872	2 329	2 978
Combustible:												
Managua 1, vapor	15	252	-	-	-	-	-	-	-	-	-	252
Managua 2, vapor	15	484	-	-	232	-	-	-	-	-	-	252
Managua 3, vapor	40	4 645	443	494	570	609	453	-	494	415	628	539
Managua nueva 1, vapor	60	3 236					-	755	-	700	840	941
Managua nueva 2, vapor	60	3 227							710	736	840	941
Varios, gas	30	805	31	61	174	234	51	92	71	20	20	51
Varios, diesel	9	90		30		60						
Otros gastos variables, gas		32	1	2	7	9	2	4	3	1	1	2
Otros gastos variables, diesel		24		8		16						

/Continúa

Cuadro 31 (Conclusión)

	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
					Costa Rica[a/]							
Total anual		1 763	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729
Estación seca		807	-	6	79	202	5	-	-	124	93	298
Combustible												
Colima, diesel	20	6	-	5	-	-	1	-	-	-	-	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	498			79	202	-	-	-	124	93	-
Moín 2, vapor	40	298										298
Otrow gastos variables												
Colima, diesel		5	-	1	-	-	4	-	-	-	-	-
Estación lluviosa		956	-	37	119	206	-	-	-	49	114	431
Combustible												
Colima, diesel	20	88	-	28	-	23	-	-	-	37	-	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	408			119	175	-	-	-	-	114	-
Moín 2, vapor	40	431									-	431
Otros gastos variables												
Colima, diesel		29	-	9	-	8	-	-	-	12	-	-

a/ Igual al Sistema Nacional Independiente.

Cuadro 32

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-1: COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
1. Total	1 565	2 173	4 582	6 543	10 020	11 015	12 769	14 078	15 938	19 571
2. Subtotal Nicaragua	1 094	1 214	2 411	4 012	4 460	5 009	6 661	7 811	9 381	11 885
3. Subtotal Costa Rica	-	43	1 259	1 617	4 602	5 029	5 137	5 310	5 631	6 763
4. Subtotal obras de interconexión	471	916	912	914	958	977	971	957	926	923
5. Costos de capital	384	768	1 807	3 460	7 415	8 010	8 795	8 972	9 730	11 668
6. Sistema nacional Nicaragua	-	-	297	1 813	2 565	2 772	3 458	3 635	4 180	5 659
7. Sistema nacional Costa Rica	-	-	742	879	4 082	4 470	4 569	4 569	4 782	5 241
8. Obras de interconexión	384	768	768	768	768	768	768	768	768	768
9. Gastos fijos de operación y mantenimiento (10+11+12)	64	109	480	641	1 181	1 296	1 542	1 589	1 733	2 048
10. Nicaragua	-	-	52	202	557	628	865	912	982	1 146
11. Costa Rica	-	-	319	330	515	559	568	568	642	793
12. Obras de interconexión	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109
13. Gastos variables de operación y mantenimiento (14+15+16)	1 117	1 296	2 295	2 442	1 424	1 709	2 432	3 517	4 475	5 855
14. Nicaragua	1 094	1 214	2 062	1 997	1 338	1 609	2 338	3 264	4 219	5 080
15. Costa Rica	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729
16. Obras de interconexión (Pérdidas de transmisión)	23	39	35	37	81	100	94	80	49	46

Cuadro 33

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA A-2. REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(GWh)

	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación seca[a/]											
Estación lluviosa											
Requerimientos	18 783	1 215	1 327	1 477	1 616	1 746	1 916	2 076	2 268	2 466	2 676
Nicaragua	8 003	472	523	589	666	729	825	904	991	1 096	1 208
Costa Rica	10 780	743	804	888	950	1 017	1 091	1 172	1 277	1 370	1 468
Suministro											
Nicaragua	5 362	315	335	397	456	346	439	506	684	882	1 002
Hidro	3 162	278	278	278	316	316	316	316	316	374	374
Térmico	2 200	37	57	119	140	30	123	190	368	508	628
Costa Rica	13 421	900	992	1 080	1 160	1 400	1 477	1 570	1 584	1 584	1 674
Hidro	13 231	900	986	1 058	1 122	1 400	1 477	1 570	1 576	1 563	1 579
Térmico	190	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95
Flujo de energía Costa Rica a Nicaragua	2 641	157	188	192	210	383	386	398	307	214	206
Potencia máxima de transmisión (MW)	-	32	42	50	58	69	84	98	72	61	58

a/ Igual a la alternativa A-1. Véase cuadro

Cuadro 34

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-2: DESGLOSE DE LA ENERGIA TERMICA GENERADA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(GWh)

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
					Nicaragua							
Total anual		4 612	165	185	308	328	214	289	434	682	928	1 079
Estación seca[a/]		2 412	128	128	189	188	184	166	244	314	420	451
Estación lluviosa		2 200	37	57	119	140	30	123	190	368	508	628
Managua 1, vapor	15	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43
Managua 2, vapor	15	65	-	-	22	-	-	-	-	-	-	43
Managua 3, vapor	40	670	31	46	80	107	25	-	64	78	130	109
Managua nueva 1, vapor	60	643						114	-	127	188	214
Managua nueva 2, vapor	60	682							119	161	188	214
Varios, gas	30	82	6	6	17	23	5	9	7	2	2	5
Varios, diesel	9	15		5		10						
					Costa Rica							
Total anual		366	-	7	37	82	3	-	-	34	39	164
Estación seca[a/]		176	-	1	15	44	3	-	-	26	18	69
Estación lluviosa[a/]		190	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95

a/ Igual a la Alternativa A-1. Véase detalle en el cuadro 29.

Cuadro 35

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-2: GASTOS VARIABLES DE GENERACION TERMICA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(Miles de dólares)

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
					Nicaragua							
Total anual		22 567	863	970	1 799	1 942	1 033	1 413	2 049	3 199	4 219	5 080
Estación seca a/		11 420	619	619	1 079	1 069	832	758	1 060	1 392	1 890	2 102
Estación lluviosa		11 147	244	351	720	873	201	655	989	1 807	2 329	2 978
Managua 1, vapor	15	252	-	-	-	-	-	-	-	-	-	252
Managua 2, vapor	15	380	-	-	128	-	-	-	-	-	-	252
Managua 3, vapor	40	3 378	172	238	386	528	141	-	331	415	628	539
Managua nueva 1, vapor	60	2 919					-	533	-	605	840	941
Managua nueva 2, vapor	60	3 057							540	736	840	941
Varios, gas	30	835	61	61	174	234	51	92	71	20	20	51
Varios, diesel	9	90	-	30	-	60						
Otros gastos variables, gas		33	2	2	7	9	2	4	3	1	1	2
Otros gastos variables, diesel		24	-	8	-	16						
Otros gastos variables, vapor b/		179	9	12	25	26	7	26	44	30	-	-
					Costa Rica							
Total anual		1 763	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729
Estación seca a/		807	-	6	79	202	5	-	-	124	93	298
Estación lluviosa a/		956	-	37	119	206	-	-	-	49	114	431

a/ Igual a la alternativa A-1. Véase detalle en el cuadro 30.
b/ Aumento en operación y mantenimiento por paradas y arranques diarios.

Cuadro 36

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA A-2: COSTOS ANUALES EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
1. Total (2+3+4) o (5+9+13)	1 350	1 932	4 327	6 498	9 720	10 806	12 476	14 002	15 938	19 571
2. Subtotal Nicaragua (6+10+14)	863	970	2 148	3 957	4 155	4 813	6 372	7 746	9 381	11 885
3. Subtotal Costa Rica (7+11+15)	-	43	1 259	1 617	4 602	5 029	5 137	5 310	5 631	6 763
4. Total Obras de interconexión (8+12+16)	487	919	920	924	963	964	967	946	926	923
5. Costos de capital (6+7+8)	384	768	1 807	3 460	7 415	8 010	8 795	8 972	9 730	11 668
6. Sistema nacional Nicaragua	-	-	297	1 813	2 565	2 772	3 458	3 635	4 180	5 659
7. Sistema nacional Costa Rica	-	-	742	879	4 082	4 470	4 569	4 569	4 782	5 241
8. Obras de interconexión	384	768	768	768	768	768	768	768	768	768
9. Gastos fijos de operación y mantenimiento (10+11+12)	64	109	480	641	1 181	1 296	1 542	1 589	1 733	2 048
10. Nicaragua	-	-	52	202	557	628	865	912	982	1 146
11. Costa Rica	-	-	319	330	515	559	568	568	642	793
12. Obras de interconexión	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109
13. Gastos variables de operación y mantenimiento (14+15+16)	902	1 055	2 040	2 397	1 124	1 500	2 139	3 441	4 475	5 855
14. Nicaragua	863	970	1 799	1 942	1 033	1 413	2 049	3 199	4 219	5 080
15. Costa Rica	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729
16. Obras de interconexión (Pérdidas de transmisión)	39	42	43	47	86	87	90	69	49	46

Cuadro 37

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA B: PROGRAMA DE ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA

Proyecto	Fecha de inicio de operaciones	Potencia (MW)	Energía (GWh) Estación seca	Energía (GWh) Estación lluviosa	Potencia total instalada (MW)	Unidad mayor instalada (MW)	Energía total disponible (GWh) Estación seca	Energía total disponible (GWh) Estación lluviosa
Nicaragua								
Hidro a/								
Total a dic. 1972 b/					100	25	257	143
Nicaragua	Feb. 1976	40	51	16	140	25		
Santa Bárbara (aumento con Nicaragua)	Feb. 1976	-	35	-27	140	25	343	132
Rafael Mora	Jul. 1981	30	83	4	170	25	426	136
Térmico								
Total a dic. 1972					94	40	200	406
Masaya, gas	Feb. 1975	15	19	40	109	40	219	446
Managua nueva 1, vapor	Ene. 1979	60	138	280				
Retiro varios, diesel	Ene. 1979		-17	-34	160	60	340	692
Managua nueva 2, vapor	Ene. 1981	60	138	281	220	60	478	973
Costa Rica								
Hidro								
Total a dic. 1972 b/					227	32	400	1 153
Pacuare 1 a/	Mayo 1977	40						
Pacuare 2 y 3 a/	Sept. 1977	80	275	390	347	40	675	1 543
Río Macho 5	Dic. 1982	30	5	25	377	40	680	1 568
Térmico								
Total a dic. 1972 b/					30	5	76	151
Moín 1, vapor	Feb. 1975	40	91	182	70	40	167	333
Moín 2, vapor	Ago. 1982	40	91	182	110	40	258	515

a/ Con sobrerregulación.
b/ Véase detalle en los programas de adiciones de los sistemas nacionales respectivos.

Cuadro 38

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA B. REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO Y RESERVA DE POTENCIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(MW)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación seca										
Demanda máxima	343	372	413	443	481	525	565	613	664	715
Nicaragua	127	141	159	175	196	222	243	265	294	321
Costa Rica	216	231	254	268	285	303	322	348	370	394
Potencia instalada	451	451	506	546	586	666	717	717	777	807
Nicaragua	194	194	209	249	249	249	300	300	360	390
Hidráulica	100	100	100	140	140	140	140	140	140	170
Térmica, vapor	70	70	70	70	70	70	130	130	190	190
Térmica, gas y diesel	24	24	39	39	39	39	30	30	30	30
Costa Rica	257	257	297	297	337	417	417	417	417	417
Hidráulica	227	227	227	227	267	347	347	347	347	347
Térmica, vapor	10	10	50	50	50	50	50	50	50	50
Térmica, diesel	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Reserva	108	79	93	103	105	141	152	104	113	92
Nicaragua	67	53	50	74	53	27	57	35	66	69
Costa Rica	41	26	43	29	52	114	95	69	47	23
Estación lluviosa										
Demanda máxima	363	395	437	470	513	557	600	651	705	759
Nicaragua	137	153	171	189	214	239	262	286	317	346
Costa Rica	226	242	266	281	299	318	338	365	388	413

/(Continúa)

Cuadro 38 (Conclusión)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Potencia instalada	451	451	506	546	666	717	717	777	807	877
Nicaragua	194	194	209	249	249	300	300	360	390	390
Hidráulica	100	100	100	140	140	140	140	140	170	170
Térmica, vapor	70	70	70	70	70	130	130	190	190	190
Térmica, gas y diesel	24	24	39	39	39	30	30	30	30	30
Costa Rica	257	257	297	297	417	417	417	417	417	487
Hidráulica	227	227	227	227	347	347	347	347	347	377
Térmica, vapor	10	10	50	50	50	50	50	50	50	90
Térmica, diesel	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Reserva	88	56	69	76	153	160	117	126	102	118
Nicaragua	57	41	38	60	35	61	38	74	73	44
Costa Rica	31	15	31	16	118	99	79	52	29	74

Cuadro 39

NICARAGUA-COSTA RICA: ALTERNATIVA B: REQUERIMIENTOS, SUMINISTRO E INTERCAMBIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82

(GWh)

Concepto	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación seca											
Requerimientos	9 267	597	651	726	791	860	947	1 025	1 121	1 219	1 330
Nicaragua	4 224	250	276	311	347	384	436	478	524	579	639
Costa Rica	5 043	347	375	415	444	476	511	547	597	640	691
Suministro											
Nicaragua	3 836	250	250	311	347	384	322	350	445	538	639
Hidro	2 841	122	223	242	321	325	314	312	304	298	380
Térmico	995	128	27	69	26	59	8	38	141	240	259
Costa Rica	5 431	347	401	415	444	476	625	675	676	681	691
Hidro	5 292	347	400	400	400	420	625	675	675	675	675
Térmico, vapor	139	-	1	15	44	56	-	-	1	6	16
Flujo de energía											
Costa Rica a Nicaragua	388	-	26	-	-	-	114	128	79	41	-
Potencia máxima de transmisión (MW)		-	27	-	-	-	52	49	45	30	-
Estación lluviosa											
Requerimientos	18 783	1 215	1 327	1 477	1 616	1 746	1 916	2 076	2 268	2 466	2 676
Nicaragua	8 003	472	523	589	666	729	825	904	991	1 096	1 208
Costa Rica	10 780	743	804	888	950	1 017	1 091	1 172	1 277	1 370	1 468
Suministro											
Nicaragua	5 170	315	276	327	426	254	382	533	717	902	1 038
Hidro	1 775	278	177	158	154	150	161	163	171	181	182
Térmico	3 395	37	99	169	272	104	221	370	546	721	856
Costa Rica	13 613	900	1 051	1 150	1 190	1 492	1 534	1 543	1 551	1 564	1 638
Hidro	13 423	900	1 045	1 128	1 152	1 492	1 534	1 543	1 543	1 543	1 543
Térmico, vapor	190	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95
Flujo de energía											
Costa Rica a Nicaragua	2 833	157	247	262	240	475	443	371	274	194	170
Potencia máxima de transmisión (MW)	-	32	62	73	60	100	100	100	100	86	56

Cuadro 40

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA B: DESGLOSE DE LA ENERGIA GENERADA EN CENTRALES TERMICAS, 1973-82

(GWh)

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
					Nicaragua							
Total anual		4 390	165	126	238	298	163	229	408	687	961	1 115
Estación seca		995	128	27	69	26	59	8	38	141	240	259
Managua 1, vapor	15	87	37		-	20	-	-	-	15	15	-
Managua 2, vapor	15	30	-		-	-	-	-	-	15	15	-
Managua 3, vapor	40	442	91	25	60	-	52	-	33	36	80	65
Managua Nueva 1, vapor	60	293								75	121	97
Managua Nueva 2, vapor	60	97										97
Varios, gas	30	46		2	9	6	7	8	5	-	9	-
Estación lluviosa		3 395	37	99	169	272	104	221	370	546	721	856
Managua 1, vapor	15	184	-	15	34	36	-	-	-	42	-	57
Managua 2, vapor	15	223	-	15	34	36	-	39	-	42	-	57
Managua 3, vapor	40	1 313	31	65	84	182	104	182	140	182	161	182
Managua Nueva 1, vapor	60	1 070							230	280	280	280
Managua Nueva 2, vapor	60	560									280	280
Varios, gas	30	45	6	4	17	18	-	-	-	-	-	-
					Costa Rica							
Total anual		329		7	37	82	56			9	27	111
Estación seca		139	-	1	15	44	56	-	-	1	6	16
Colima, diesel	20	8		1	-	-	-	-		1	6	-
San Antonio, vapor	10	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	131			15	44	56	-	-	-	-	16
Moín 2, vapor	40											

/Continúa

Cuadro 40(Conclusión)

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Estación lluviosa		190	-	6	22	38	-	-	-	8	21	95
Colima, diesel		19	-	6	-	5	-	-	-	8	-	-
San Antonio, vapor		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, Vapor		76			22	33	-	-	-	-	21	-
Moín 2, Vapor		95										95

Cuadro 41

NICARAGUA-COSTA RICA. ALTERNATIVA B: GASTOS VARIABLES DE GENERACION TERMICA EN EL SISTEMA COMBINADO, 1973-82
(Miles de dólares)

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
					Nicaragua							
Total anual		21 514	863	782	1 468	1 679	884	1 183	1 903	3 336	4 324	5 092
Estación seca		5 160	619	164	396	185	339	85	233	750	1 189	1 200
Combustible:												
Managua 1, vapor	15	496	200	-	-	116	-	-	-	90	90	-
Managua 2, vapor	15	180	-	-	-	-	-	-	-	90	90	-
Managua 3, vapor	40	2 134	419	136	286	-	252	-	171	186	374	310
Managua nueva 1 vapor	60	1 311								349	530	432
Managua nueva 2, vapor	60	443										443
Varios, gas	30	469	-	20	92	61	71	82	51	-	92	
Otros gastos variables, vapor a/		108	-	7	14	6	13	-	9	35	9	15
Otros gastos variables, gas		19	-	1	4	2	3	3	2	-	4	-
Estación lluviosa		16 354	244	618	1 072	1 494	545	1 098	1 670	2 586	3 135	3 892
Combustibles												
Managua 1, vapor	15	1 113	-	98	209	221	-	-	-	265	-	320
Managua 2, vapor	15	1 359	-	98	209	221	-	246	-	265	-	320
Managua 3, vapor	40	6 254	172	352	431	840	519	840	665	840	755	840
Managua nueva 1, vapor	60	4 575							1 005	1 190	1 190	1 190
Managua nueva 2, vapor	60	2 380							-	-	1 190	1 190
Varios, gas	30	460	61	41	174	184	-	-	-	-	-	-
Otros gastos variables, vapor a/		195	9	27	42	21	26	12	-	26	-	32
Otros gastos variables, gas		18	2	2	7	7	-	-	-	-	-	-

/(Continúa)

Cuadro 41 (Conclusión)

Concepto	Potencia (MW)	Total	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
					Costa Rica							
Total anual		1 622	-	43	198	408	248	-	-	55	151	519
Estación seca		666	-	6	79	202	248	-	-	6	37	88
Combustible:												
Colima, diesel	20	38	-	5	-	-	-	-	-	5	28	-
San Antonio, vapor	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Moín 1, vapor	40	617			79	202	248	-	-	-	-	88
Moín 2, vapor	40	-										
Otros gastos variables:												
Colima, diesel		11		1	-	-	-	-	-	1	9	-
Estación lluviosa b/		956	-	37	119	206	-	-	-	49	114	431

a/ Aumento en operación y mantenimiento por arranque y paradas diarias.
b/ Igual a la alternativa A-1. Véase detalle en el cuadro 27.

Cuadro 42

NICARAGUA-COSTA RICA: COMPARACION DE PROGRAMAS DE INVERSIONES EN LAS ALTERNATIVAS A Y B, 1973-82

	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de inicio de operaciones		Inversión (miles de dólares)
			Alternativa A	Alternativa B	
		Nicaragua			
Total					54 569
Generación					49 881
Masaya	Gas	15	Feb. 1975	Feb. 1975	1 722
Nicaragua	Hidro	40	Dic. 1975	Feb. 1976	16 614
Managua Nueva 1	Vapor	60	Mar. 1977	Ene. 1979	10 000
Managua Nueva 2	Vapor	60	Mar. 1979	Ene. 1981	9 220
Rafael Mora	Hidro	30	Jul. 1981	Jul. 1981	12 325
Transmisión					4 688
Líneas:					
Managua-León			Dic. 1975	Dic. 1975	1 040
Subestaciones:					
S.E. Masaya			Feb. 1975	Feb. 1975	228
S.R. León			Dic. 1975	Dic. 1975	105
S.R. Managua			Dic. 1975	Dic. 1975	565
S.E. Nicaragua			Dic. 1975	Feb. 1976	824
S.E. Managua Nueva 1			Mar. 1977	Ene. 1979	802
S.E. Managua Nueva 2			Mar. 1979	Ene. 1981	498
S.E. Rafael Mora			Jul. 1981	Jul. 1981	626
		Costa Rica			
Total					63 830
Generación					56 606
Moín 1	Vapor	40	Ene. 1975	Feb. 1975	7 324
Pacuare 1	Hidro	40	Ene. 1977	May. 1977	36 100
Pacuare 2	Hidro	40	May. 1977	Sep. 1977	1 870
Pacuare 3	Hidro	40	Sep. 1977	Sep. 1977	1 870
Moín 2	Vapor	40	Sep. 1981	Sep. 1982	6 812
Río Macho 5	Hidro	30	Dic. 1982	Dic. 1982	2 630

/Continúa

Cuadro 42 (Conclusión)

	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de inicio de operaciones		Inversión (miles de dólares)
			Alternativa A	Alternativa B	
Transmisión					7 224
Líneas:					3 410
Cachí-Pacuare			Ene. 1975	Feb. 1975	920
Pacuare-Moín			Ene. 1975	Feb. 1975	765
Pacuare-Cachí			May.Sept.1977	May.Sept. 1977	920
Río Macho-San José Este			Dic. 1978	Dic. 1978	805
Subestaciones:					3 814
S.E. Cachí			Ene. 1975	Feb. 1975	210
S.E. Moín			Ene. 1975	Feb. 1975	676
S.E. Pacuare			May.Nov.1977	May.Nov. 1977	1 572
S.E. Cachí			May.Sept.1977	May. Sept. 1977	210
S.E. Río Macho			Dic. 1978	Dic. 1978	210
S.R. San José Este			Dic. 1978	Dic. 1978	210
S.E. Moín			Sept. 1981	Sept. 1982	388
S.E. Río Macho			Dic. 1982	Dic. 1982	338
Obras de interconexión					—
Total					8 645
Línea Colima-Masaya			Jun. 1973	Jun. 1973	7 035
S.E. Colima y Masaya			Jun. 1973	Jun. 1973	1 050
Línea Managua-Masaya			Jun. 1973	Jun. 1973	560

Cuadro 43

NICARAGUA-COSTA RICA: COSTOS ANUALES, ALTERNATIVA B

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total	1 346	1 764	3 903	6 015	7 610	9 137	11 341	12 796	15 615	17 661
Subtotal Nicaragua	863	782	1 688	3 467	2 807	3 106	5 214	6 647	9 397	10 779
Subtotal Costa Rica	-	43	1 279	1 617	3 826	5 028	5 137	5 192	5 288	5 967
Subtotal otras de interconexión	483	939	936	931	977	1 003	990	957	930	915
Costos de capital	384	768	1 756	3 244	5 609	6 957	8 016	8 016	9 424	10 203
Sistema Nacional Nicaragua	-	-	182	1 597	1 720	1 720	2 679	2 679	4 087	4 632
Sistema Nacional Costa Rica	-	-	806	879	3 121	4 469	4 569	4 569	4 569	4 803
Obras de interconexión	384	768	768	768	768	768	768	768	768	768
Gastos fijos de operación y mantenimiento	64	109	422	630	769	871	1 309	1 309	1 663	1 809
Sistema Nacional Nicaragua	-	-	38	191	203	203	632	632	986	1 055
Sistema Nacional Costa Rica	-	-	275	330	457	559	568	568	568	645
Obras de interconexión	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Gastos variables de operación y mantenimiento	898	887	1 725	2 141	1 232	1 309	2 016	3 471	4 528	5 649
Nicaragua	863	782	1 468	1 679	884	1 183	1 903	3 336	4 324	5 092
Costa Rica	-	43	198	408	248	-	-	55	151	519
Obras de interconexión (pérdidas de transmisión)	35	62	59	54	100	126	113	80	53	38

Cuadro 44

NICARAGUA-COSTA RICA: COMPARACION DE LOS VALORES PRESENTES DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES VS ALTERNATIVAS A Y B a/

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Alternativa A-1										
Valor presente acumulado	1 565	3 577	7 505	12 699	20 064	27 559	35 606	43 821	52 432	62 221
Valor presente a 1973	1 565	2 012	3 928	5 194	7 365	7 495	8 047	8 215	8 611	9 789
Costos anuales	1 565	2 173	4 582	6 543	10 020	11 015	12 769	14 078	15 938	19 571
Alternativa A-2										
Valor presente acumulado	1 350	3 139	6 849	12 007	19 151	26 504	34 366	42 536	51 147	60 936
Valor presente a 1973	1 350	1 789	3 710	5 158	7 144	7 353	7 862	8 170	8 611	9 789
Costos anuales	1 350	1 932	4 327	6 498	9 720	10 806	12 476	14 002	15 938	19 571
Alternativa B-1										
Valor presente acumulado	1 346	2 979	6 325	11 100	16 693	22 911	30 058	37 524	45 961	54 795
Valor presente a 1973	1 346	1 633	3 346	4 775	5 593	6 218	7 147	7 466	8 437	8 834
Costos anuales	1 346	1 764	3 903	6 015	7 610	9 137	11 341	12 796	15 615	17 661
Sistemas nacionales independientes										
Valor presente acumulado	1 541	3 423	7 087	12 213	20 028	28 223	36 695	45 092	53 640	63 357
Valor presente a 1973	1 541	1 882	3 664	5 126	7 815	8 195	8 472	8 397	8 548	9 717
Costos anuales	1 541	2 033	4 274	6 458	10 632	12 043	13 443	14 390	15 820	19 427
Nicaragua	1 541	1 990	3 015	4 841	6 030	7 014	8 306	9 080	10 189	12 664
Costa Rica	-	43	1 259	1 617	4 602	5 029	5 137	5 310	5 631	6 763

a/ Tasa de actualización, 8 por ciento.

E. Resultados económicofinancieros

(44 a 46)

Cuadro 45

NICARAGUA-COSTA RICA: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LAS ALTERNATIVAS A-1 Y A-2, CON LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1973-82

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Sistemas Nacionales independientes										
Total gastos variables	1 541	2 033	2 864	3 234	2 913	3 614	3 983	4 706	5 234	6 588
Nicaragua	1 541	1 990	2 666	2 826	2 908	3 614	3 983	4 533	5 027	5 859
Costa Rica	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729
Alternativa A-1										
Saldo acumulado	-153	-405	-825	-1 022	-522	394	956	1 156	926	670
Saldo (sistemas nacionales independientes menos A-1)	-153	-252	-420	-197	500	916	562	200	-230	-256
Total	1 694	2 285	3 284	3 431	2 413	2 698	3 421	4 506	5 464	6 844
Gastos variables	1 094	1 257	2 260	2 405	1 343	1 609	2 338	3 437	4 426	5 809
Nicaragua	1 094	1 214	2 062	1 997	1 338	1 609	2 338	3 264	4 219	5 080
Costa Rica	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729
Obras de interconexión	600	1 028	1 024	1 026	1 070	1 089	1 083	1 069	1 038	1 035
Gastos fijos	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Gastos variables	23	39	35	37	81	100	94	80	49	46
Gastos de capital (20 años, 8 por ciento)	513	880	880	880	880	880	880	880	880	880

/Continúa

Cuadro 45 (Conclusión)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
				Alternativa A-2						
Saldo acumulado	62	51	-111	-266	534	1 659	2 514	2 790	2 560	2 304
Saldo (sistemas nacionales independientes menos A-2)	62	-11	-165	-152	800	1 125	855	276	-230	-256
Total	1 479	2 044	3 029	3 386	2 113	2 489	3 128	4 430	5 464	6 844
Gastos variables	863	1 013	1 997	2 350	1 038	1 413	2 049	3 372	4 426	5 809
Nicaragua	863	970	1 799	1 942	1 033	1 413	2 049	3 199	4 219	5 080
Costa Rica	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729
Obras de interconexión	616	1 031	1 032	1 036	1 075	1 076	1 079	1 058	1 038	1 035
Gastos fijos	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Gastos variables	39	42	43	47	86	87	90	69	49	46
Gastos de capital (20 años 8 por ciento)	513	880	880	880	880	880	880	880	880	880

Cuadro 46

NICARAGUA-COSTA RICA: COMPARACION DE LOS FLUJOS DE CAJA SIMPLIFICADOS DE LA ALTERNATIVA B, CON LOS DE LOS SISTEMAS NACIONALES INDEPENDIENTES, 1973-82

(Miles de dólares)

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Saldo acumulado	66	223	608	847	3 814	6 516	8 454	9 845	9 837	10 337
Saldo (Sistemas nacionales independientes menos B)	66	157	385	239	2 967	2 702	1 938	1 391	-8	500
Alternativa B										
Gastos variables	863	825	1 666	2 087	1 132	1 183	1 903	3 391	4 475	5 611
Nicaragua	863	782	1 468	1 679	884	1 183	1 903	3 336	4 324	5 092
Costa Rica	-	43	198	408	248	-	-	55	151	519
Obras de interconexión	612	1 051	1 048	1 043	1 089	1 115	1 102	1 069	1 042	1 027
Gastos fijos	64	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Gastos variables	35	62	59	54	100	126	113	80	53	38
Gastos de capital (20 años, 8 por ciento)	513	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Saldo neto por desplazamiento de inversiones										
Nicaragua			-135	-135	-1 155	-1 386	-960	-1 145		
Costa Rica			-100		-1 120				-275	-550
Total	1 475	1 876	2 479	2 995	-54	912	2 045	3 315	5 242	6 088
Sistemas nacionales independientes										
Gastos variables	541	2 033	2 864	3 234	2 913	3 614	3 983	4 706	5 234	6 588
Nicaragua	1 541	1 990	2 666	2 826	2 908	3 614	3 983	4 533	5 027	5 859
Costa Rica	-	43	198	408	5	-	-	173	207	729

F. Costos unitarios estimados para obras de transmisión y centrales hidroeléctricas programadas

(47 a 59)

Cuadro 47

NICARAGUA-COSTA RICA: COSTOS UNITARIOS ESTIMADOS PARA OBRAS DE TRANSMISION

I. Líneas en estructuras de acero

(Miles de dólares por kilómetro)

Conductor ACSR (MCM)	138 kV		230 kV		380 kV	
	1 Circuito	2 Circuitos	1 Circuito	2 Circuitos	1 Circuito	2 Circuitos
336	11.0	17.0	-			
477	12.0	19.5	-			
636	13.0	22.0	-			
795	14.0	23.0	19.0	23.0		
1 113	-	-	22.0	33.0		
2 x 1 113	-	-	-	-	44.0	70.0

II. Subestaciones

(Miles de dólares por sección)

Tensión (kV)	Tipo de sección			
	Base a/	Línea	Transformador	Sencilla b/
138	78.0	105.0	78.0	10.0
230	105.0	210.0	155.0	20.0
380	125.0	390.0	310.0	38.0

a/ Representa el costo inicial de la subestación.
b/ No tiene disyuntor, sino únicamente fusibles y cuchillas desconectadoras.

/(Continúa)

Cuadro 47 (Conclusión)

III. Transformadores

(Miles de dólares por MVA)

Alta tensión (kV)	Potencia (MVA) a/								
	10	20	30	40	50	60	80	100	120
138	11.5	8.0	7.2	6.5	6.2	5.9	5.4	5.0	-
230	15.0	10.3	8.9	8.2	7.7	7.2	6.3	5.9	5.3
380	16.5	13.0	11.5	10.0	9.0	8.3	7.4	6.8	6.2

a/ En el caso de autotransformadores se tomará una potencia equivalente igual a la potencia a transformar multiplicada por el factor $\frac{S-1}{5}$ donde S es la relación entre las tensiones en el primario y secundario.

IV. Condensadores

Tipo	Miles de dólares por MVAR
En serie para líneas	8.0
En paralelo para subestaciones	8.0

Cuadro 48

NICARAGUA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Santa Bárbara — Potencia máxima a instalarse: 50 MW (2 unidades de 25 MW)

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (1 unidad de 25 MW)	
Terrenos y vías de acceso	390[a/]
Obras de desvío	100[a/]
Presa de El Salto	1 220[a/]
Canal Aductor	1 145[a/]
Obras de toma	195[a/]
Tunel	3 380[b/]
Cruce San Esteban	90[a/]
Tanque de oscilación	381[a/]
Tubería forzada	875[b/]
Casa de válvulas	180[b/]
Casa de máquinas	520[b/]
Equipo electromecánico	973[b/]
Casas de operadores	230[a/]
Misceláneos	72[b/]
Subtotal	9 751
Imprevistos (15 por ciento)	1 462
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 121
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 233
Total primera etapa	13 567

/(Continúa)

Cuadro 48 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (1 unidad de 25 MW)	
Casa de máquinas	280[a/]
Equipo	905[a/]
Subtotal	1 185
Imprevistos (15 por ciento)	177
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	136
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	150
Total	1 648

Fuentes: National Interconnected System Sta. Barbara Planta Electroconsult, mayo 1967; Con base en gráficos del informe preliminar sobre costos de proyectos hidroeléctricos en el Istmo Centroamericano. CEPAL, diciembre 1968.

Cuadro 49

NICARAGUA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Nicaragua — Potencia máxima a instalarse: 40 MW (2 unidades de 20 MW)

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	195 a/
Presa Monte Grande	5 780 a/
Tunel de desvío y descarga	713 a/
Aliviadero	220 a/
Cámara descarga de fondo	279 a/
Toma de agua	327 a/
Tubería forzada	497 b/
Casa de máquinas	1 104 b/
Equipo electromecánico	2 525 b/
Casas de operadores	300
Subtotal	11 940
Imprevistos (15 por ciento)	1 791
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 373
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 510
Total	16 614

Fuentes: Sistema Interconectado Nacional Plan General de Desarrollo Electroconsult, marzo 1967; b/ Con base en gráficos del informe preliminar sobre costos de proyectos hidroeléctricos en el Istmo Centroamericano, CEPAL, diciembre 1968.

Cuadro 50

NICARAGUA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Rafael Mora

Potencia máxima a instalarse: 30 MW (1 unidad)

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	180 a/
Obras de desvío	304 a/
Presa	3 160 a/
Dique lateral	1 130 a/
Aliviaderos	582 a/
Toma de agua	177 a/
Canal de aducción	304 b/
Tubería forzada	130 b/
Casa de máquinas	830 b/
Equipo	1 760 b/
Casas de operadores	300
Subtotal	8 857
Imprevistos (15 por ciento)	1 329
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 019
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 120
Total	12 325

Fuentes: a/ Sistema interconectado Nacional Plan General de Desarrollo Electroconsult, marzo 1967; b/ Con base en gráficos del informe preliminar sobre costos de proyecto hidroeléctrico en el Istmo Centroamericano. CEPAL, diciembre 1968.

Cuadro 51

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Río Macho (Ampl.) — Potencia máxima a instalarse: +90 MW (3 unidades de 30 MW)

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 unidades de 30 MW)	
Terrenos y vías de acceso	1 280[a/]
Obras de desvío	60[a/]
Presa y desarenador	1 290[a/]
Toma principal	226[a/]
Presas y tomas de ríos secundarios	210[a/]
Túneles	6 370[a/]
Tubería forzada (ampliación)	421[a/]
Casa de máquinas	1 200[b/]
Equipo electromecánico	2 457[b/]
Casas de operadores	60[a/]
Alcantarilla en embalse El Llano	480[a/]
Subtotal	14 054
Imprevistos (15 por ciento)	2 108
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 616
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 778
Total	19 556

/(Continúa)

Cuadro 51 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (1 unidad de 30 MW)	
Casa de máquinas	600 c/
Tubería forzada	40 d/
Equipo electromecánico	1 253 c/
Subtotal	1 893
Imprevistos (15 por ciento)	284
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	218
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	239
Total	2 634

a/ Presupuesto de obra. ICE.
b/ Estimaciones con base en información suministrada y gráficos del anexo de interconexión.
c/ Estimaciones con base en información suministrada. ICE.
d/ Estimaciones.

Cuadro 52

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Cachí (Elev. embalse 990) Potencia máxima a instalar: + 80 MW (2 unidades de 40 MW)

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	596 a/
Limpieza del embalse	30 a/
Pantalla de impermeabilización	595 a/
Tunel de drenaje en margen izquierda de presa	180 a/
Obra civil presa	662 a/
Compuertas	255 a/
Obras en ventana A	54 a/
Obras en tanque de oscilación	52 a/
Subtotal	2 424
Imprevistos (15 por ciento)	364
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	279
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	307
Total	3 374

a/ Presupuesto de obra ICE.

Cuadro 53

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Pacuare, Elev. 550 — Potencia máxima a instalarse: 120 MW (3 unidades de 40 MW)

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (1 unidad de 40 MW)	
Terrenos y vías de acceso	1 500[a/]
Obras de desvío	2 250[a/]
Presa	13 841[a/]
Toma	680[a/]
Tunel	4 040[b/]
Tubería forzada	790[b/]
Casa de máquinas	530[b/]
Equipo	1 723[b/]
Casas de operadores	300[c/]
Misceláneos	300[a/]
Subtotal	25 954
Imprevistos (15 por ciento)	3 893
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 985
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	3 283
Total	36 115

/(Continúa)

Cuadro 53 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (2 unidades de 40 MW)	
Casa de máquinas	615 a/
Equipo	2 073 a/
Subtotal	2 688
Imprevistos (15 por ciento)	403
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	309
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	340
Total	3 740

a/ Informe de Pacuare, Oficina de Proyectos ICE.
b/ Estimaciones con base en el informe anterior.
c/ Estimaciones.

Cuadro 54

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Pacuare, Elev. 460 — Potencia máxima a instalarse: 60 MW (2 unidades de 30 MW)

Concepto	Miles de dólares
Terrenos, acceso, desvío, toma, casas de operadores	4 850 a/
Embalse	75 a/
Cortina	5 850 a/
Tunel (3 unidades)	4 242 b/
Tubería a presión (3 unidades)	700 b/
Tanque de oscilación	540 b/
Casa de máquinas	1 200 b/
Equipo	2 660 b/
Subtotal	20 117
Imprevistos (15 por ciento)	3 017
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 313
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	2 545
Total	27 992

a/ Tomados del ICE.
b/ Con base en gráficos del anexo sobre costos de interconexión.

Cuadro 55

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Angostura — Potencia máxima a instalarse: 330 MW (4 unidades de 50 MW, 2 unidades de 65 MW)

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (3 unidades de 50 MW)	
Terrenos y vías de acceso	330
Presa	9 300
Toma de aguas	570
Embalse	1 500
Túnel	13 430
Tubería forzada	6 800
Tanque de oscilación	1 230
Casa de máquinas	2 380
Equipos	5 660
Casas de operadores	300
Subtotal	41 500
Imprevistos (15 por ciento)	6 225
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	4 773
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	5 250
Total	57 748

/(Continúa)

Cuadro 55 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (1 unidad de 50 MW)	
Terrenos y vías de acceso	100
Toma de aguas	100
Tubería forzada	6 800
Casa de máquinas	680
Equipo	2 440
Subtotal	10 120
Imprevistos (15 por ciento)	1 518
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 164
Intereses durante construcción (10 por ciento)	1 280
Total	14 082
Tercera etapa (2 unidades de 65 MW)	
Terrenos y vías de acceso	100
Toma de aguas	150
Casa de máquinas	1 760
Equipo	4 730
Subtotal	6 740
Imprevistos (15 por ciento)	1 011
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	775
Intereses durante construcción (10 por ciento)	852
Total	9 378

Cuadro 56

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Arenal, Elev. 520

Potencia máxima a instalarse: 100 MW (2 unidades de 50 MW)

Concepto	Miles de dólares
Terrenos	2 300[a]
Vías de acceso	450[a]
Presa	4 660[a]
Toma	500[a]
Tunel	4 200[a]
Tanque de oscilación	450[a]
Tubería forzada	5 400[a]
Casa de máquinas	1 200[a]
Equipo	2 980[a]
Casas de operadores	300[a]
Subtotal	22 440
Imprevistos (15 por ciento)	3 366
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 580
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	2 838
Total	31 224

a/ ICE.

Cuadro 57

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Arenal, Elev. 538

Potencia máxima a instalarse: 200 MW (4 unidades de 50 MW)

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (2 unidades de 50 MW)	
Terrenos	3 550[a/]
Vías de acceso	450[a/]
Presa	6 050[a/]
Toma	500[a/]
Tunel	4 200[a/]
Tanque de oscilación	450[a/]
Tubería forzada	5 400[a/]
Casa de máquinas	1 200[a/]
Equipo	2 980[a/]
Casas de operadores	300[a/]
Subtotal	25 080
Imprevistos (15 por ciento)	3 762
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	2 884
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	3 173
Total	34 899

/(Continúa)

Cuadro 57 (conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (2 unidades de 50 MW)	
Tunel	4 200[a/]
Tanque de oscilación	450[a/]
Tubería forzada	5 400[a/]
Casa de máquinas	960[a/]
Equipo	2 080[a/]
Subtotal	13 090
Imprevistos (15 por ciento)	1 964
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 504
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 655
Total	18 203

a/ ICE.

Cuadro 58

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Colón, Elevación 690

Potencia máxima a instalarse: 110 MW (2 unidades de 55 MW)

Concepto	Miles de dólares
Terrenos y vías de acceso	496 a/
Obras de desvío	902 a/
Presas	11 610 a/
Excedencias y toma	1 203 a/
Tunel	3 810 b/
Pozo	207 b/
Acceso	420 b/
Tunel de restitución	1 998 b/
Casa de máquinas subterránea	1 730 b/
Equipo	3 535 b/
Casas de operadores	300 c/
Misceláneos	500 a/
Subtotal	26 711
Imprevistos (15 por ciento)	4 007
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	3 072
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	3 379
Total	37 169

a/ Informe de Colón, Oficina de Proyectos ICE.
b/ Estimaciones con base en el informe anterior.
c/ Estimaciones.

Cuadro 59

COSTA RICA: COSTO DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS PROGRAMADAS

Colón sin presa* — Potencia máxima a instalarse: 80 MW (2 unidades de 40 MW)

Concepto	Miles de dólares
Primera etapa (1 unidad de 40 MW)	
Caminos de acceso	503[a/]
Expropiaciones	274[a/]
Casas de operadores	300[a/]
Puente conducción	170[a/]
Toma	425[b/]
Desvío y excedentes	520[a/]
Tunel revestido	3 440[b/]
Tubería forzada	5 846[a/]
Pozo de oscilación	400[a/]
Casa de máquinas	1 170[b/]
Equipo	2 256[b/]
Subtotal	15 304
Imprevistos (15 por ciento)	2 295
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	1 760
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	1 936
Total	21 295

/(Continúa)

Cuadro 59 (Conclusión)

Concepto	Miles de dólares
Segunda etapa (1 unidad de 40 MW)	
Tubería forzada	246 a/
Casa de máquinas	630 b/
Equipo	1 589 b/
Subtotal	2 465
Imprevistos (15 por ciento)	370
Ingeniería, supervisión y gastos administrativos (10 por ciento)	284
Intereses durante la construcción (10 por ciento)	312
Total	3 431

a/ ICE.
b/ Estimado en gráficos.
* Tubería a presión y casa de máquinas exterior.

GRAFICOS

Gráfico 1

NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA. ESTACION SECA, 1973-82

(Factor de carga=69 por ciento)

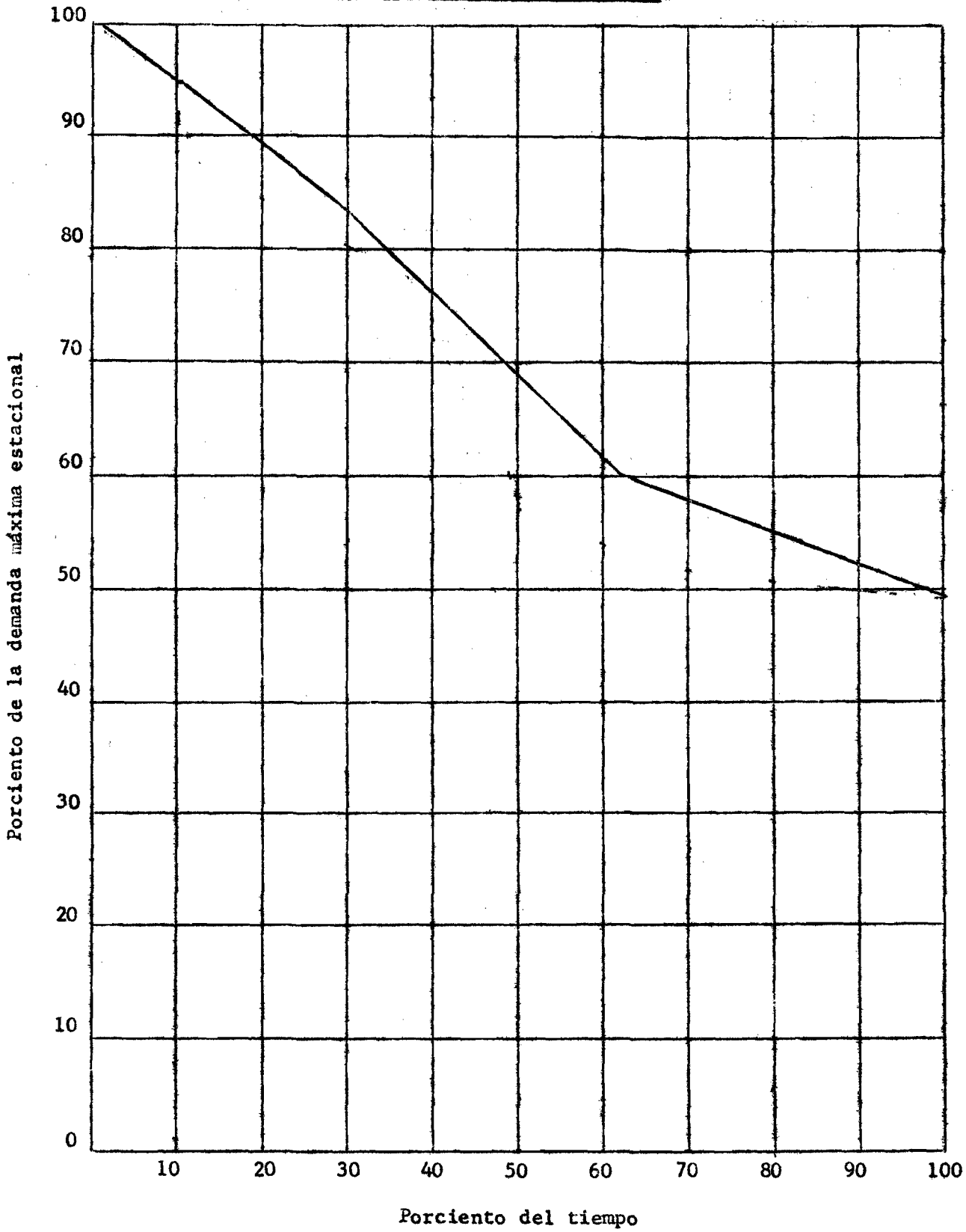


Gráfico 2

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA. ESTACION LLUVIOSA, 1973-85

(Factor de carga=58 por ciento)

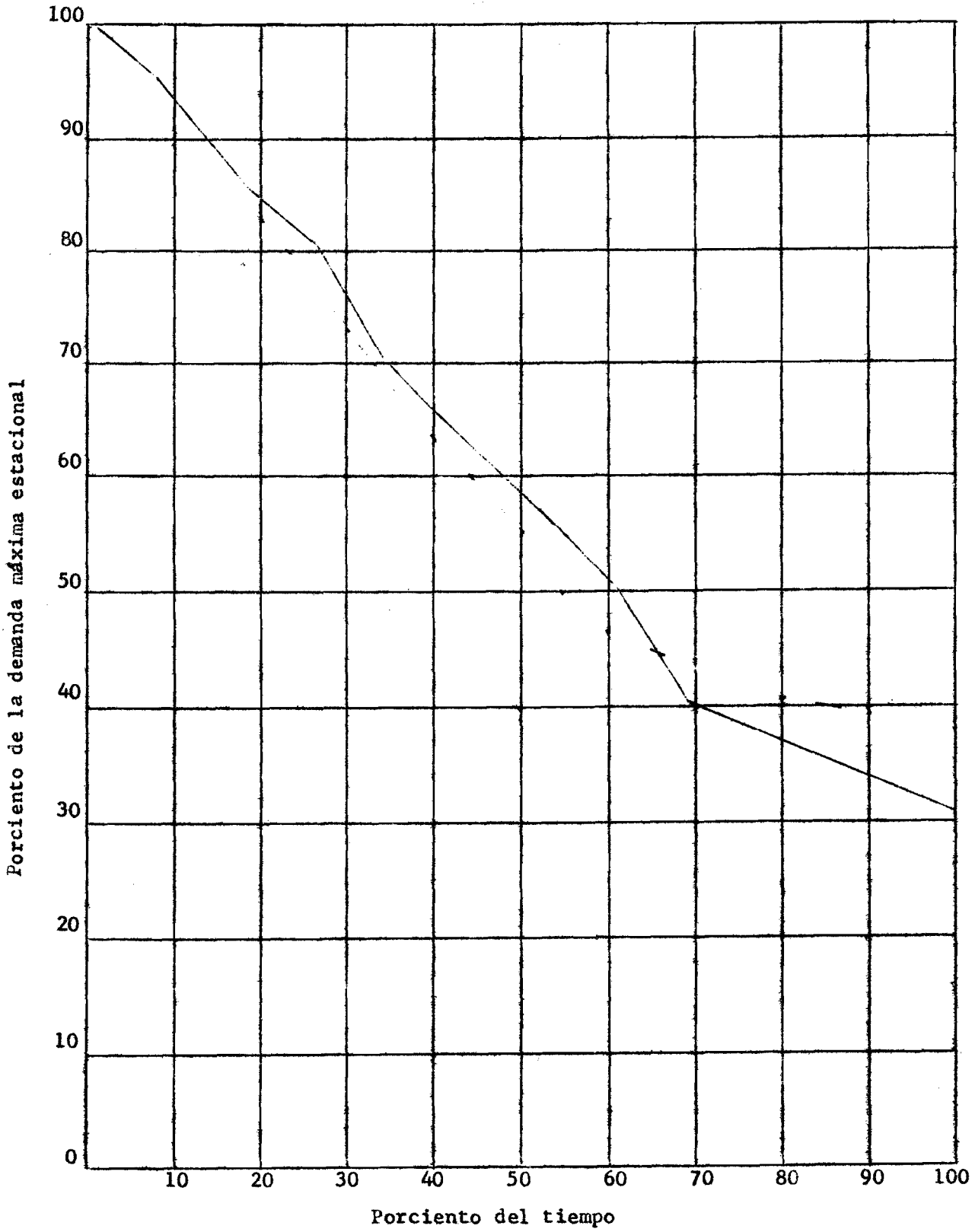


Gráfico 3

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA. ESTACIONES SECA Y LLUVIOSA, 1973-78

(Factor de carga=56 por ciento)

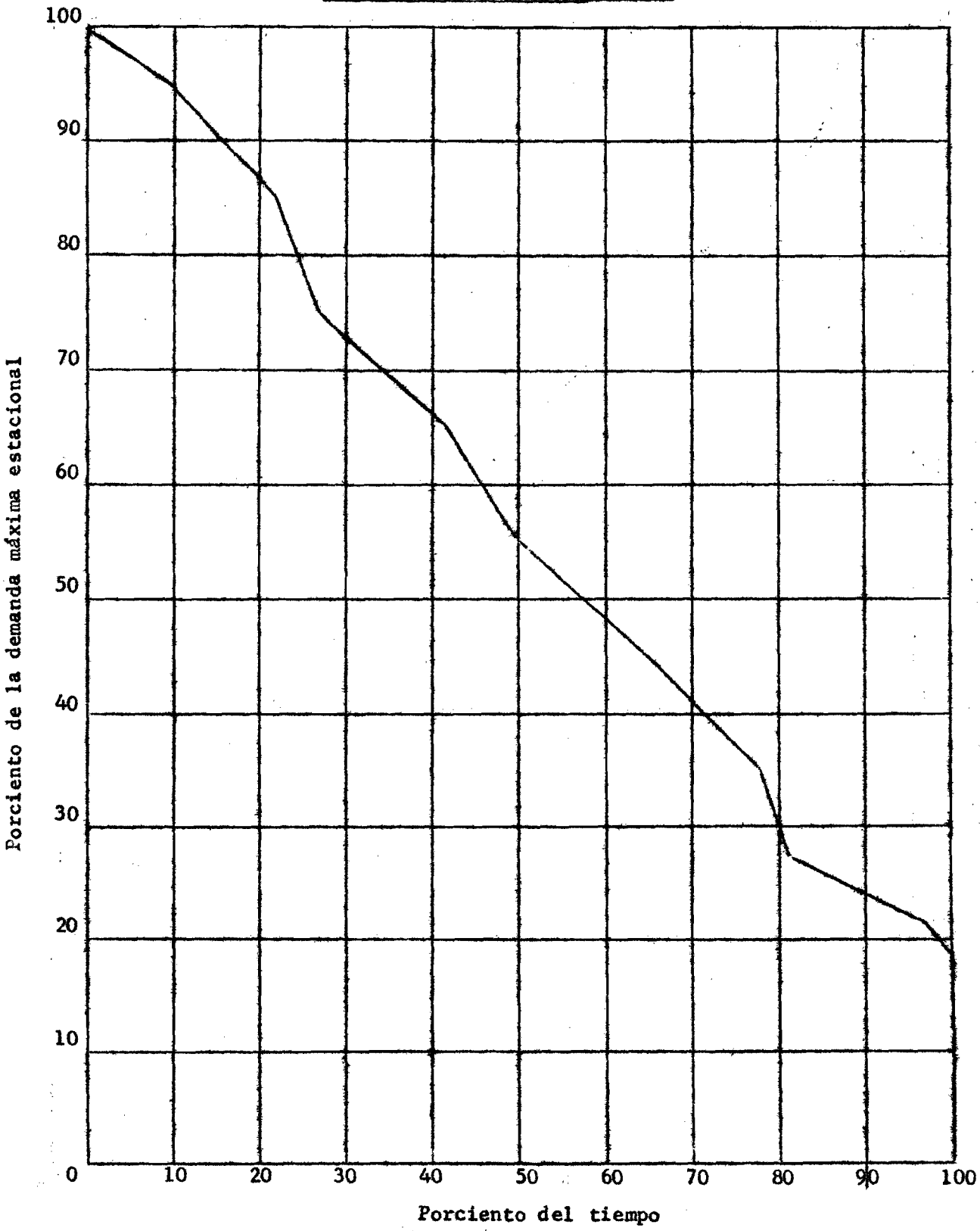


Gráfico 4

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA. ESTACIONES SECA Y LLUVIOSA, 1979-82

(Factor de carga=60 por ciento)

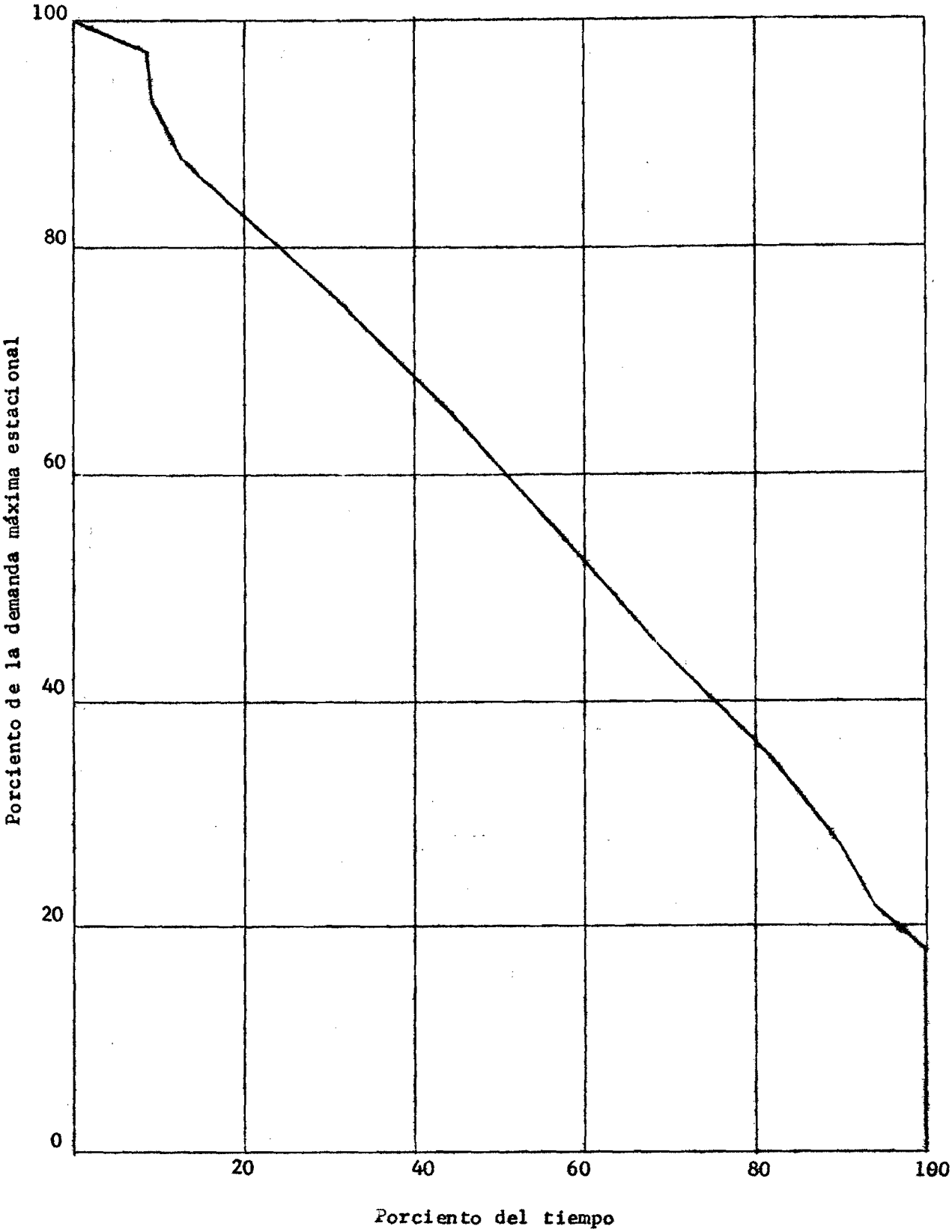


Gráfico 5

NICARAGUA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COBERTURA DE LA DEMANDA

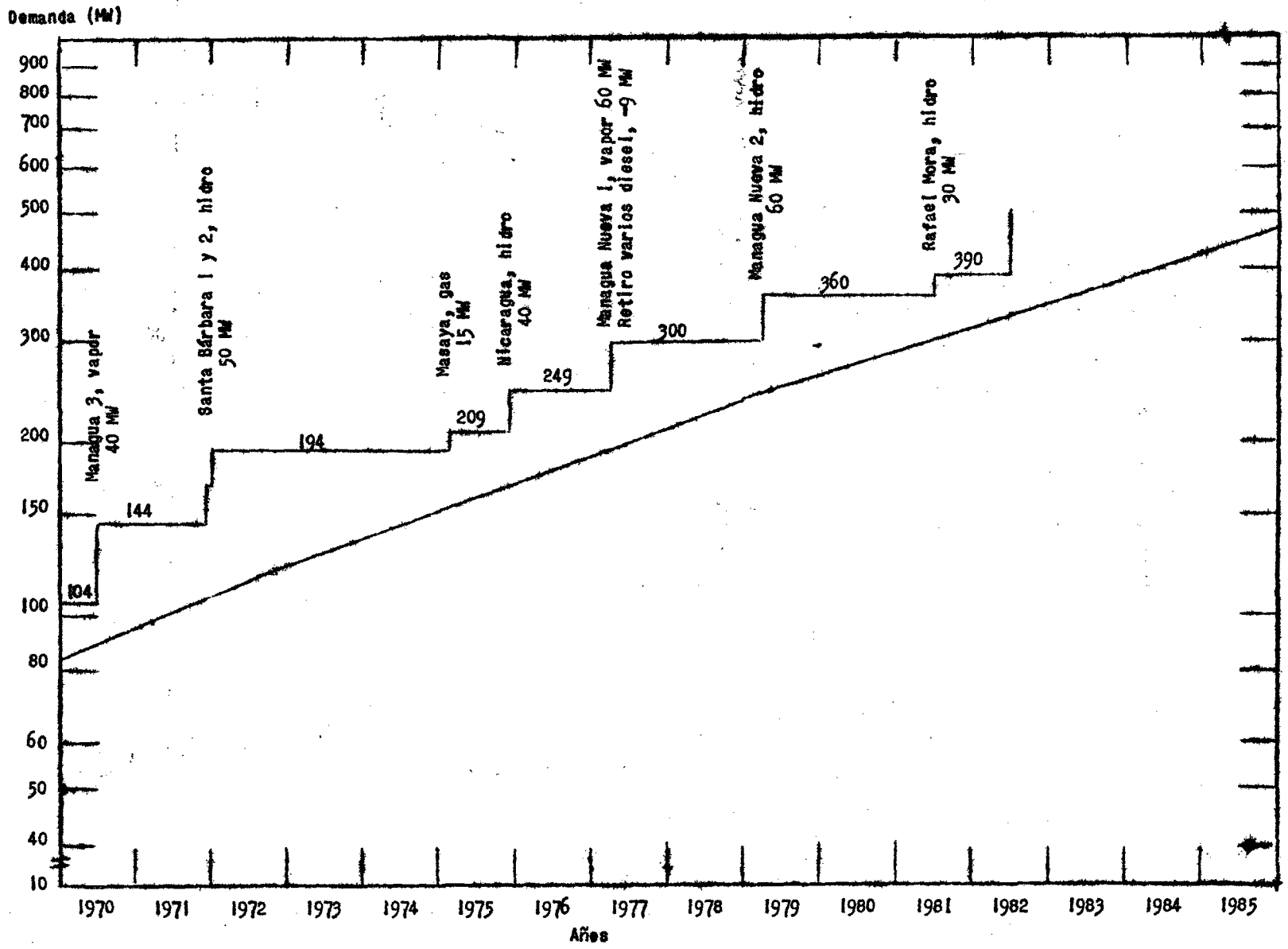


Gráfico 6

COSTA RICA. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL: COBERTURA DE LA DEMANDA

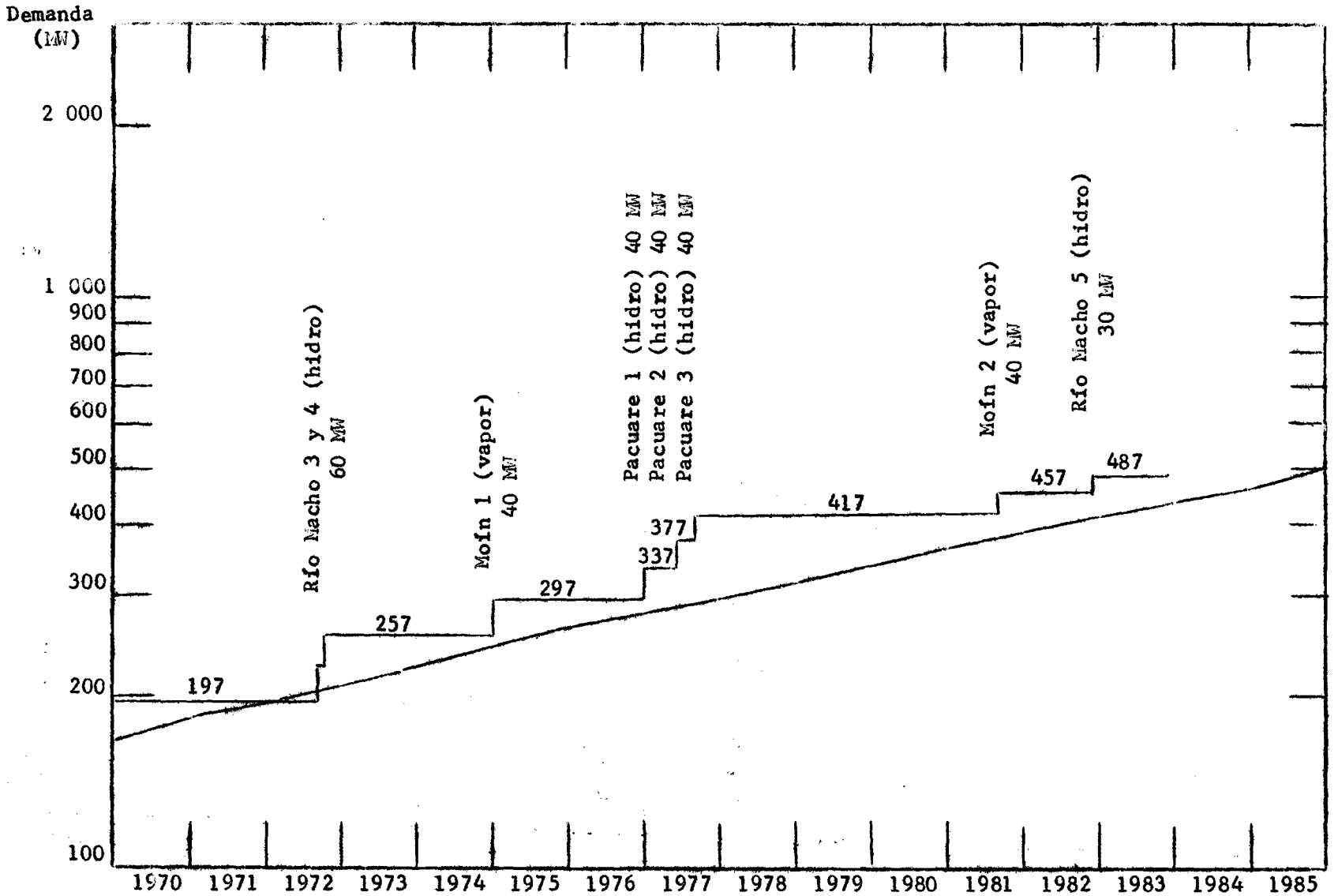


Gráfico 7

NICARAGUA-COSTA RICA. SISTEMA COMBINADO. ALTERNATIVAS A Y B. COBERTURA DE LA DEMANDA

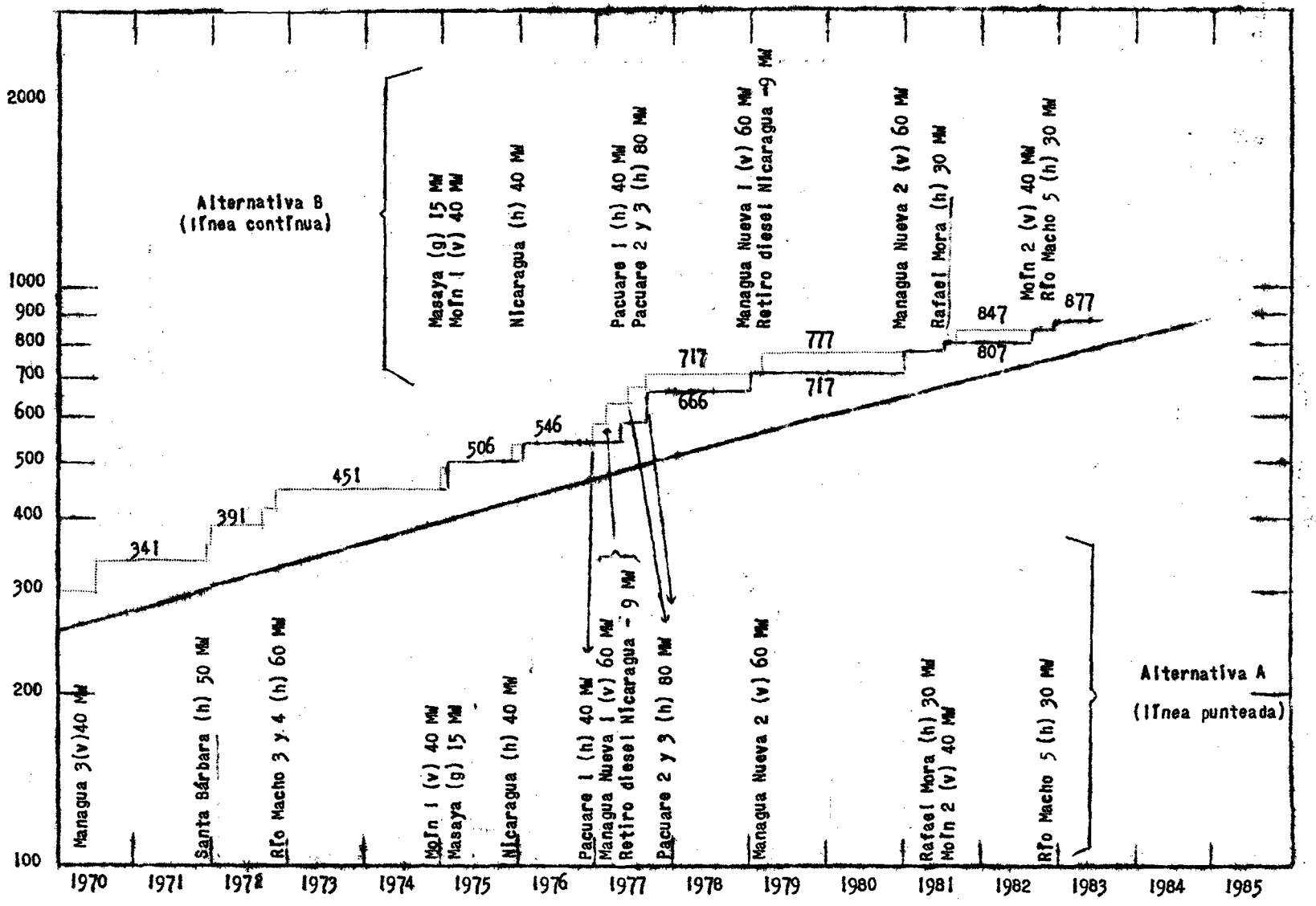


Gráfico 8

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA, OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa, 1973-74)

Potencia máxima = 226 MW
Energía = 743 GWh

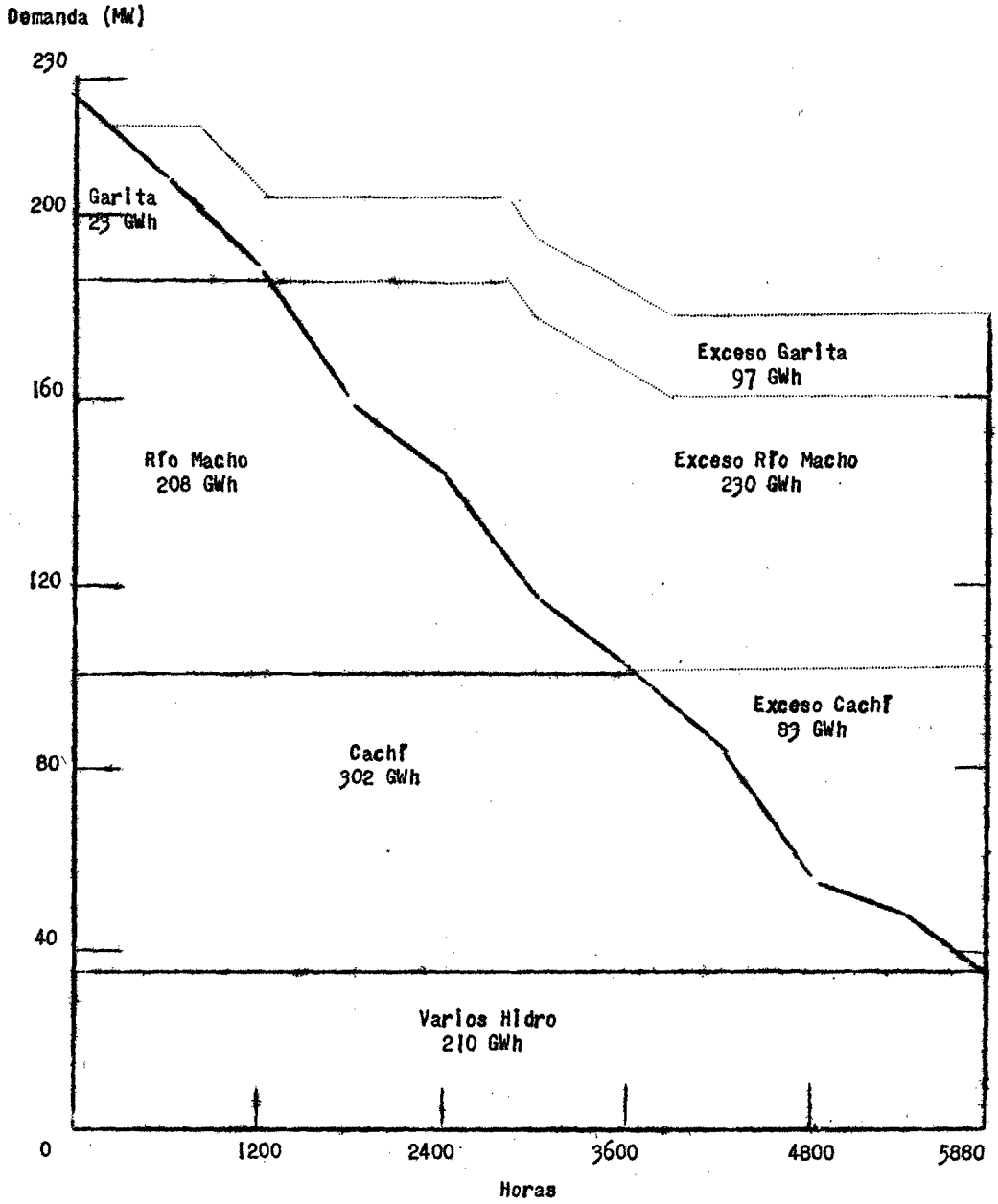


Gráfico 9

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA, OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa, 1976-77)

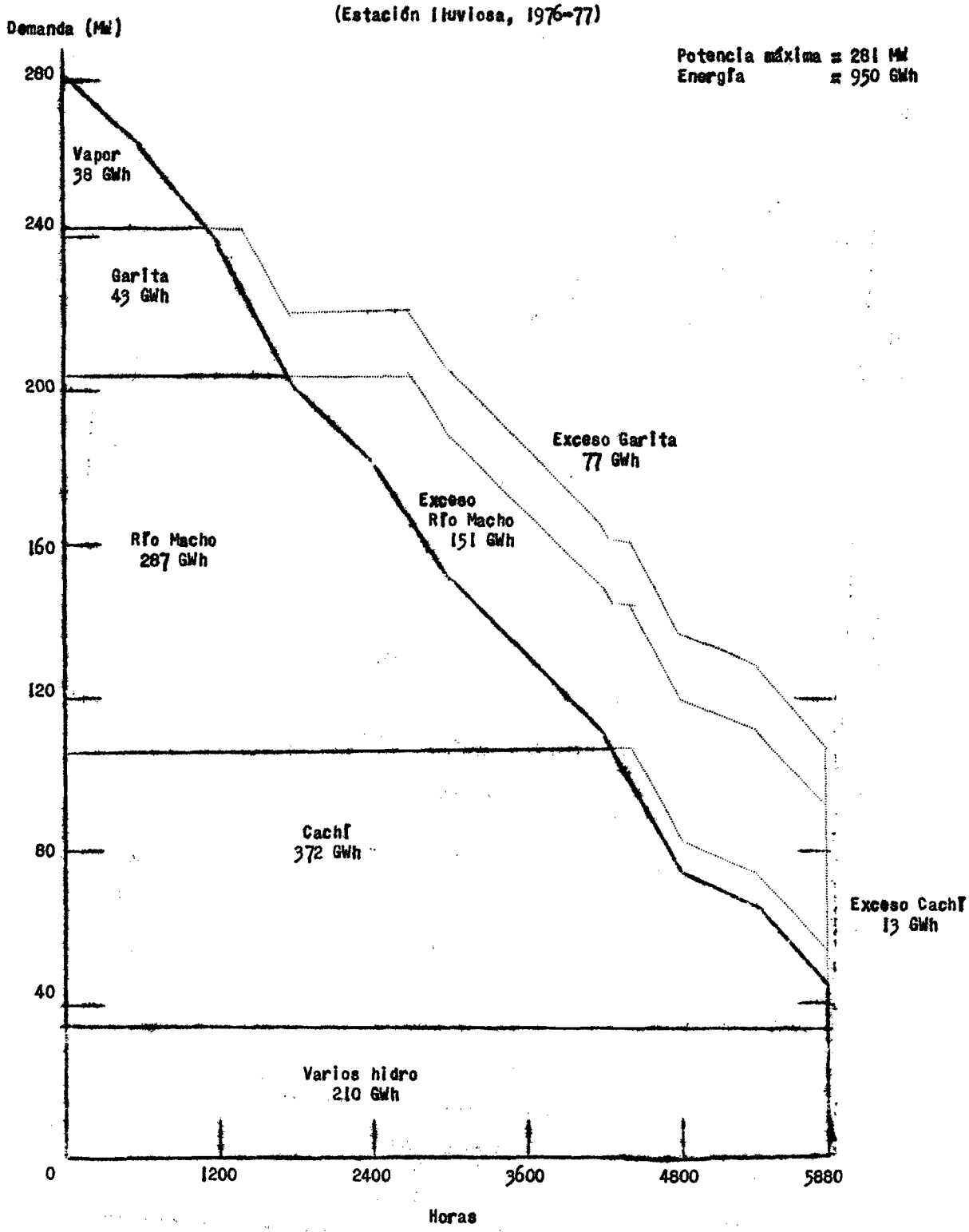


Gráfico 10

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA, OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa, 1977-78)

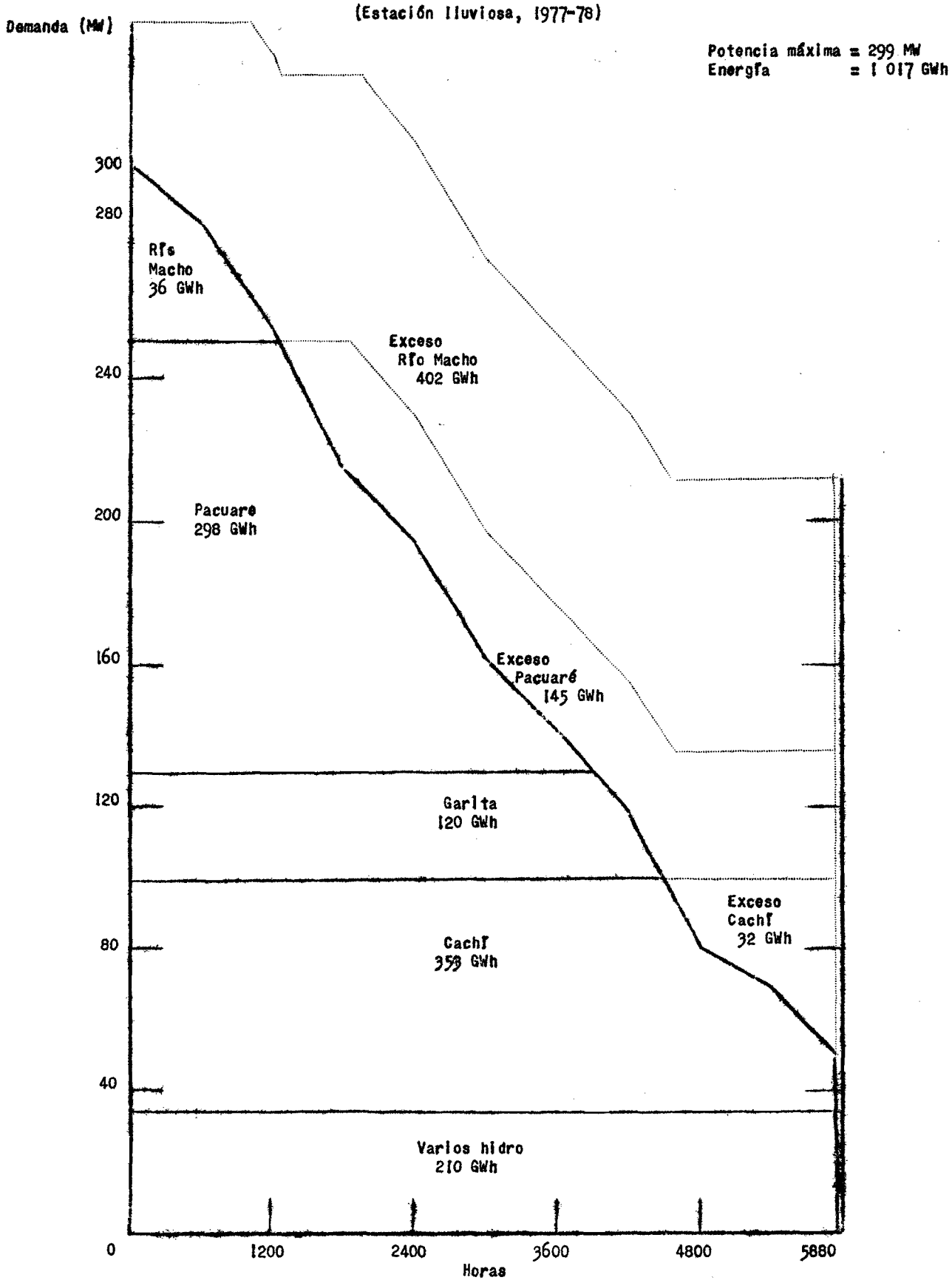


Gráfico 11

COSTA RICA: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA, OPERACION DE LAS CENTRALES Y EXCESOS DE ENERGIA HIDRO

(Estación lluviosa, 1982-83)

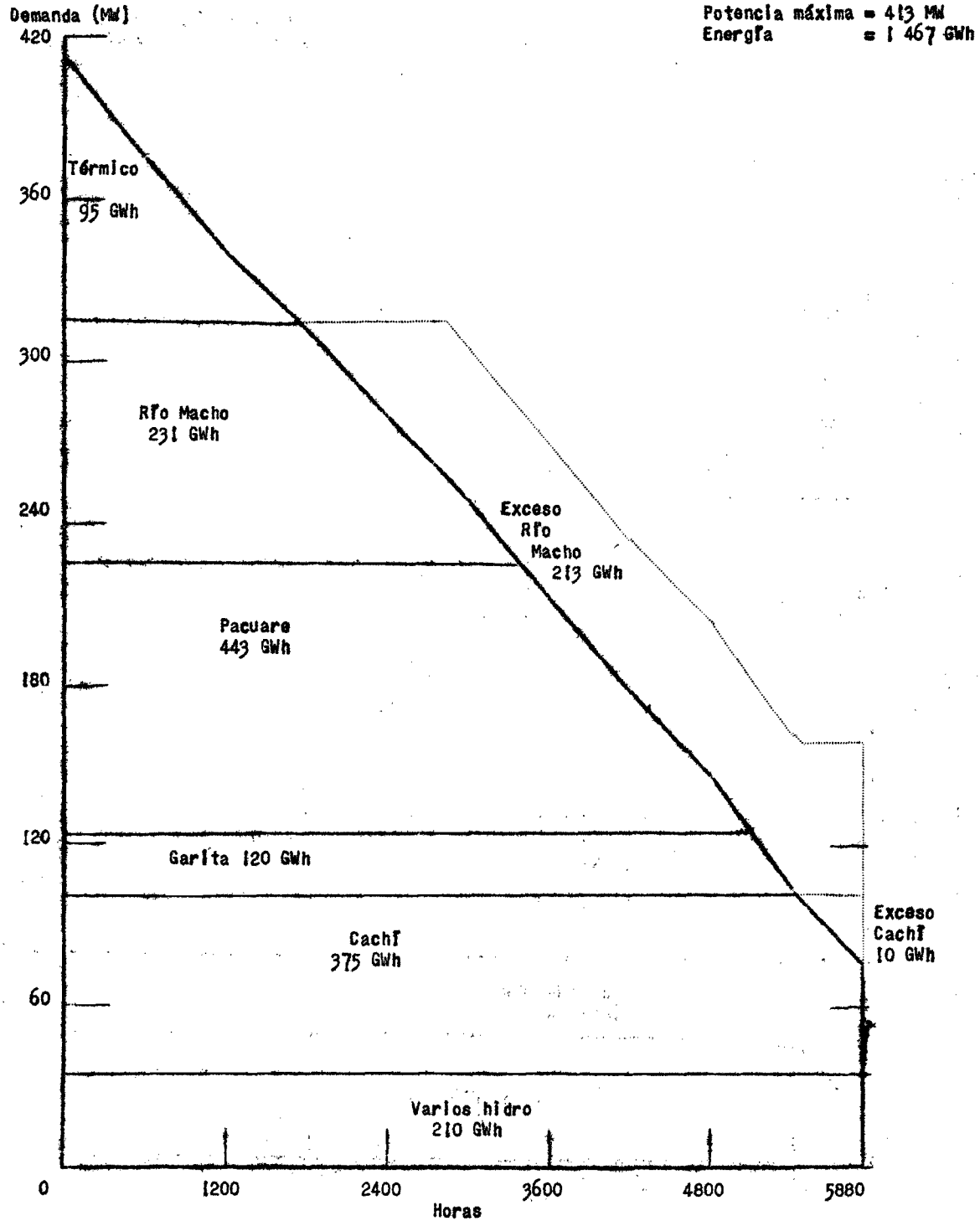


Gráfico 12

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-I

(Estación lluviosa, junio 1973 a enero 1974)

Potencia máxima = 137 MW
Energía = 472 GWh

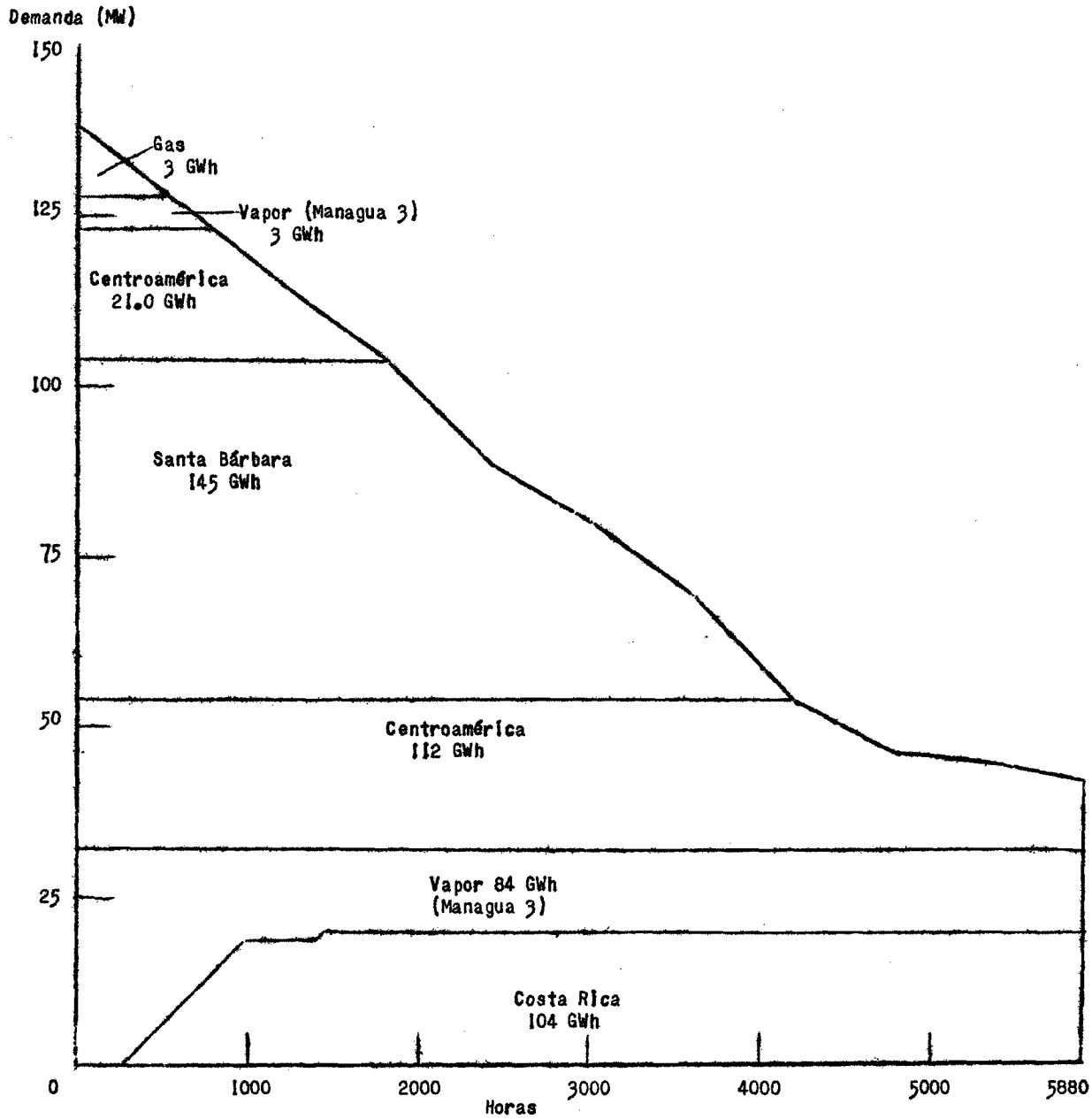


Gráfico 13

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-1

(Estación lluviosa, junio 1976 a enero 1977)

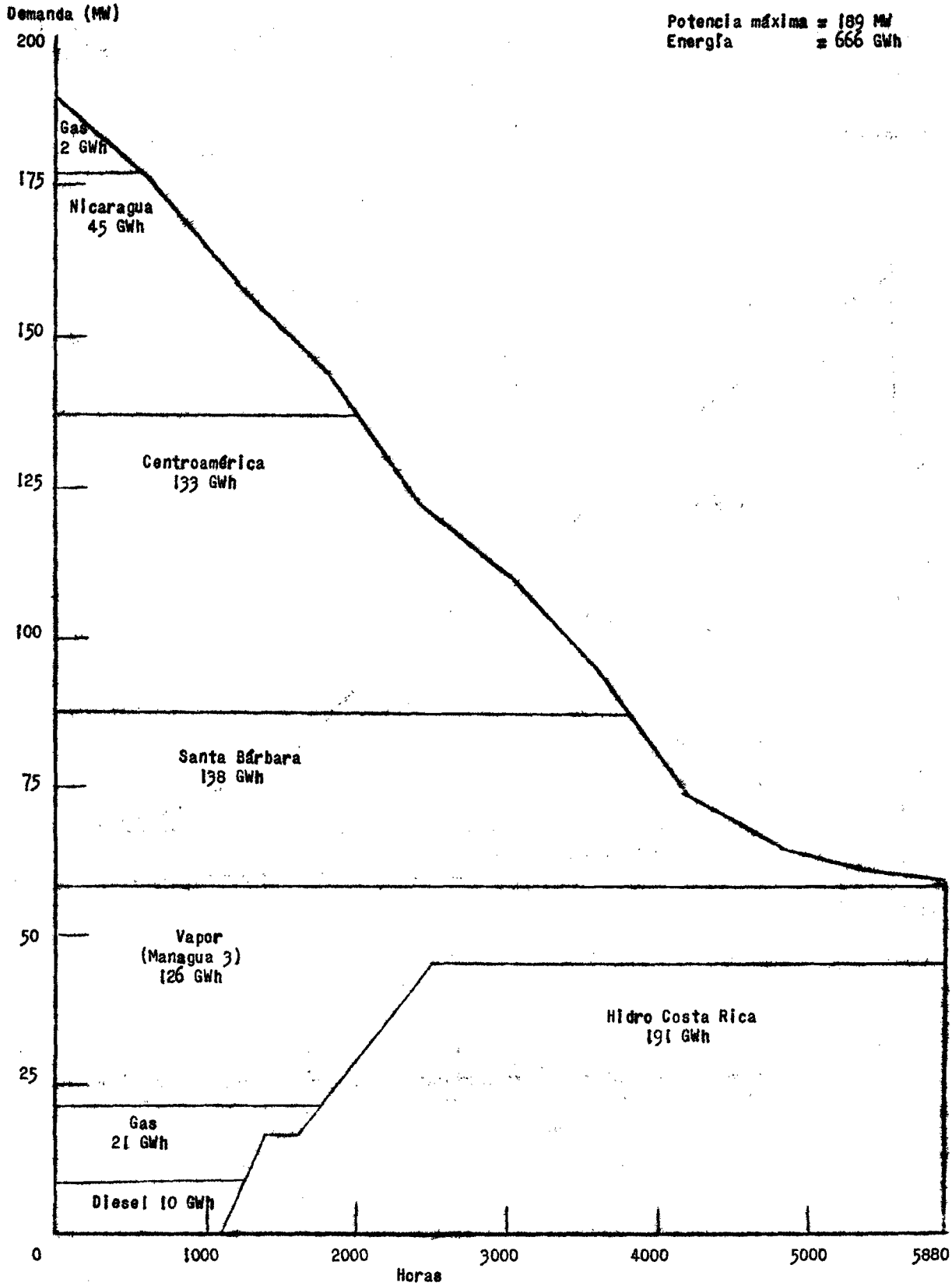


Gráfico 14

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-I

(Estación lluviosa, junio 1977 a enero 1978)

Potencia instalada = 214 MW
Energía = 729 GWh

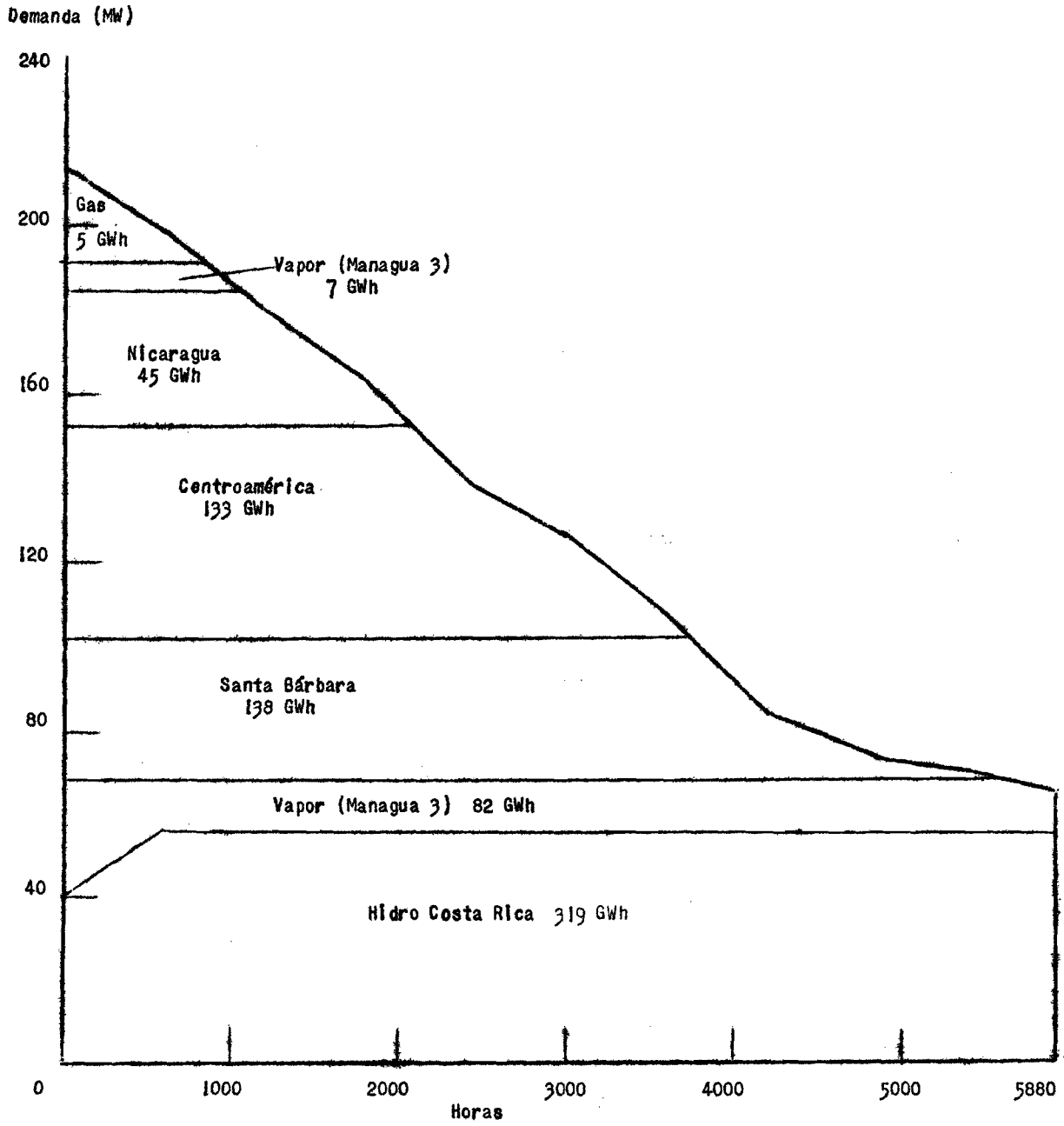


Gráfico 15

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVAS A-1 Y A-2

(Estación lluviosa, junio 1982 a enero 1983)

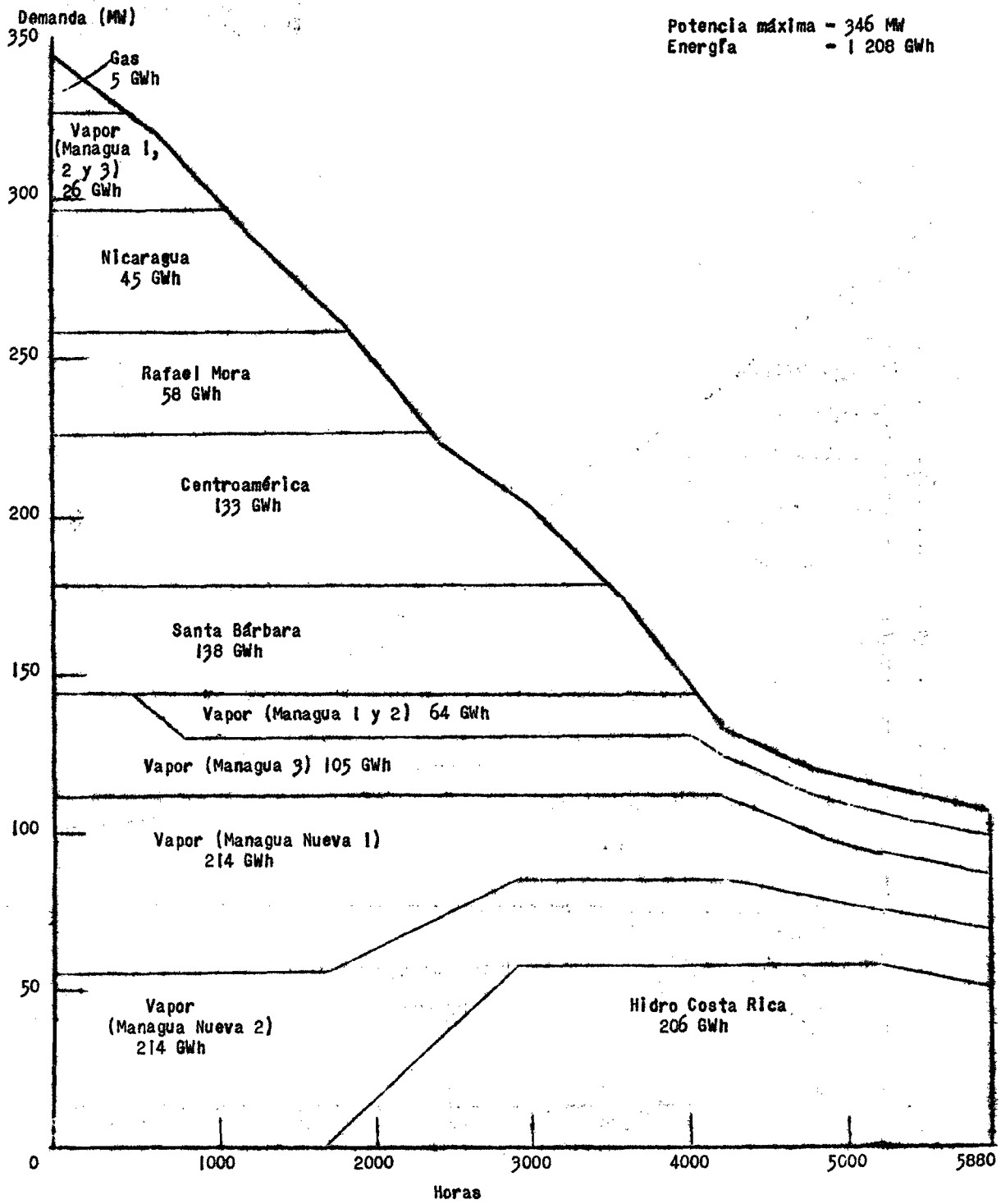


Gráfico 16

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-2

(Estación lluviosa 1973-74)

Potencia máxima = 189 MW
Energía = 666 GWh

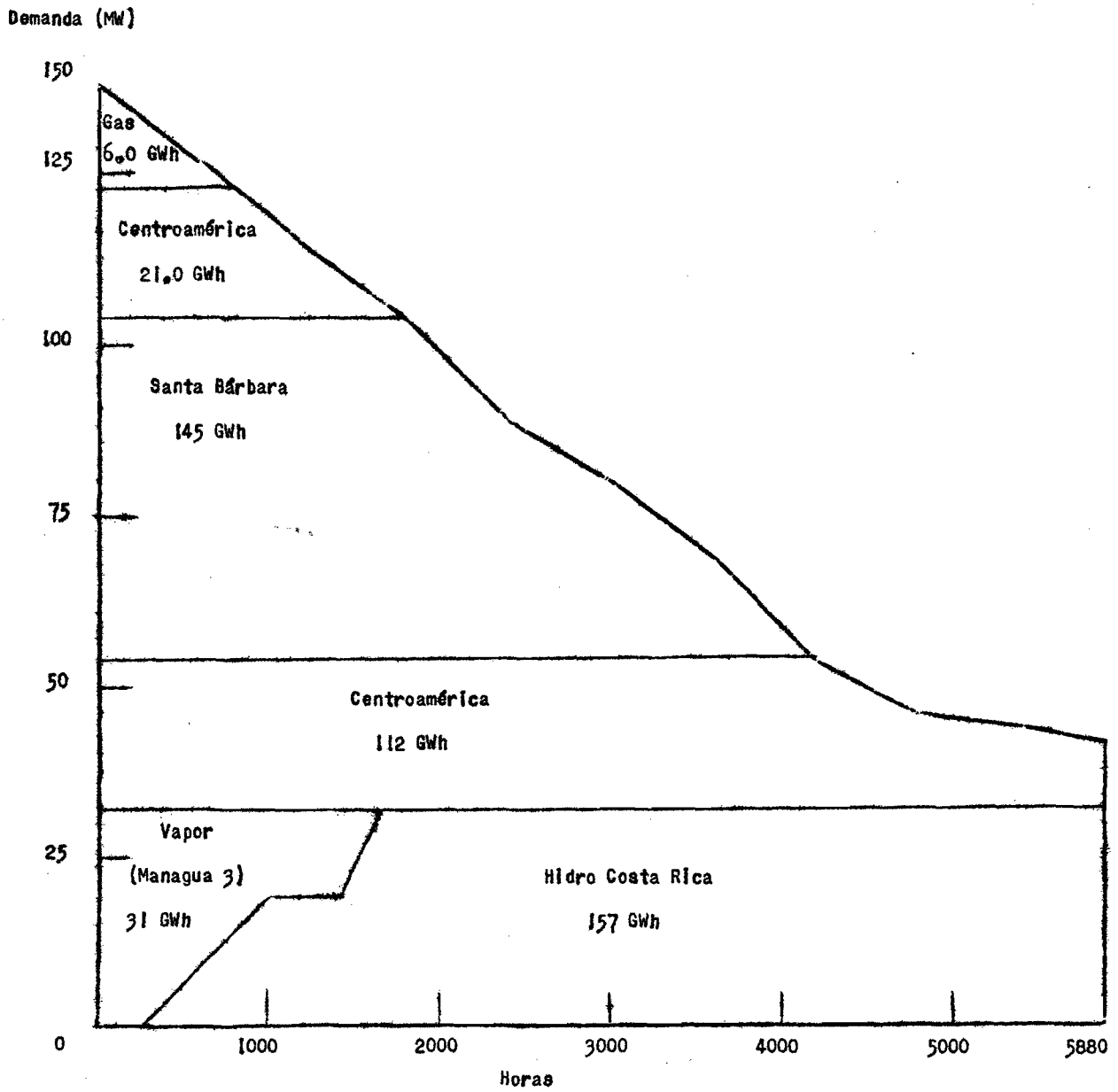


Gráfico 17

NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-2

(Estación lluviosa 1976-77)

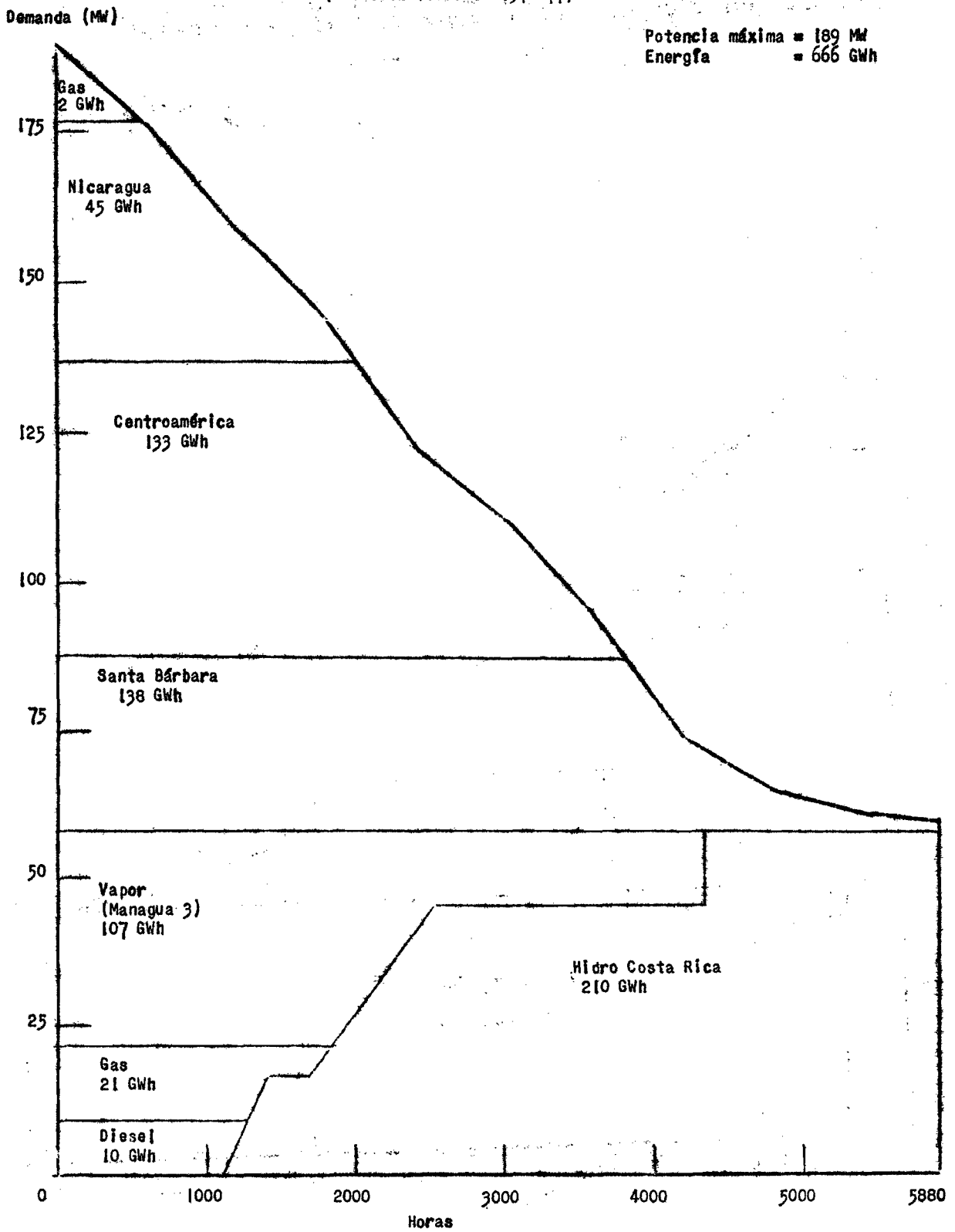
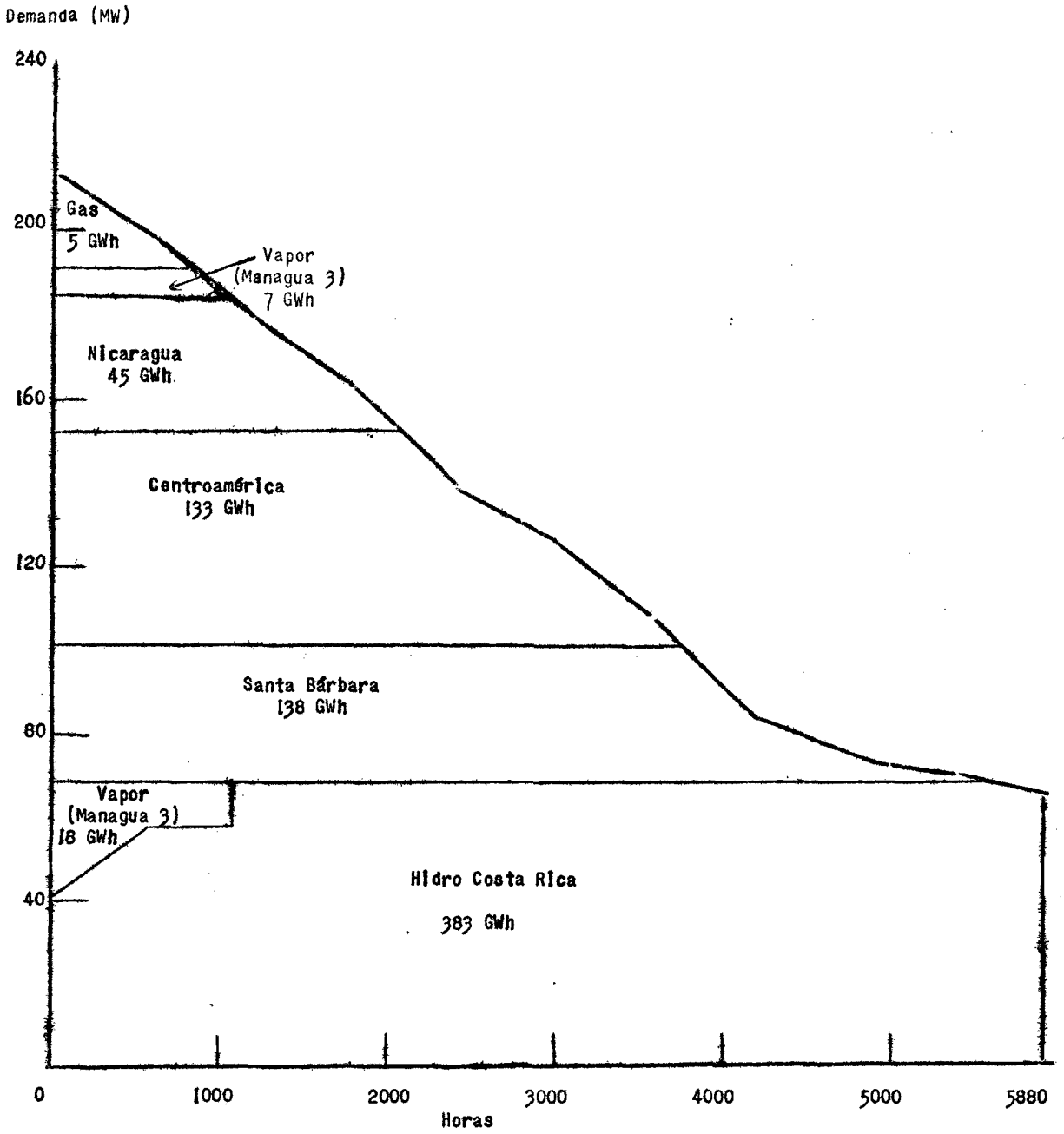


Gráfico 18

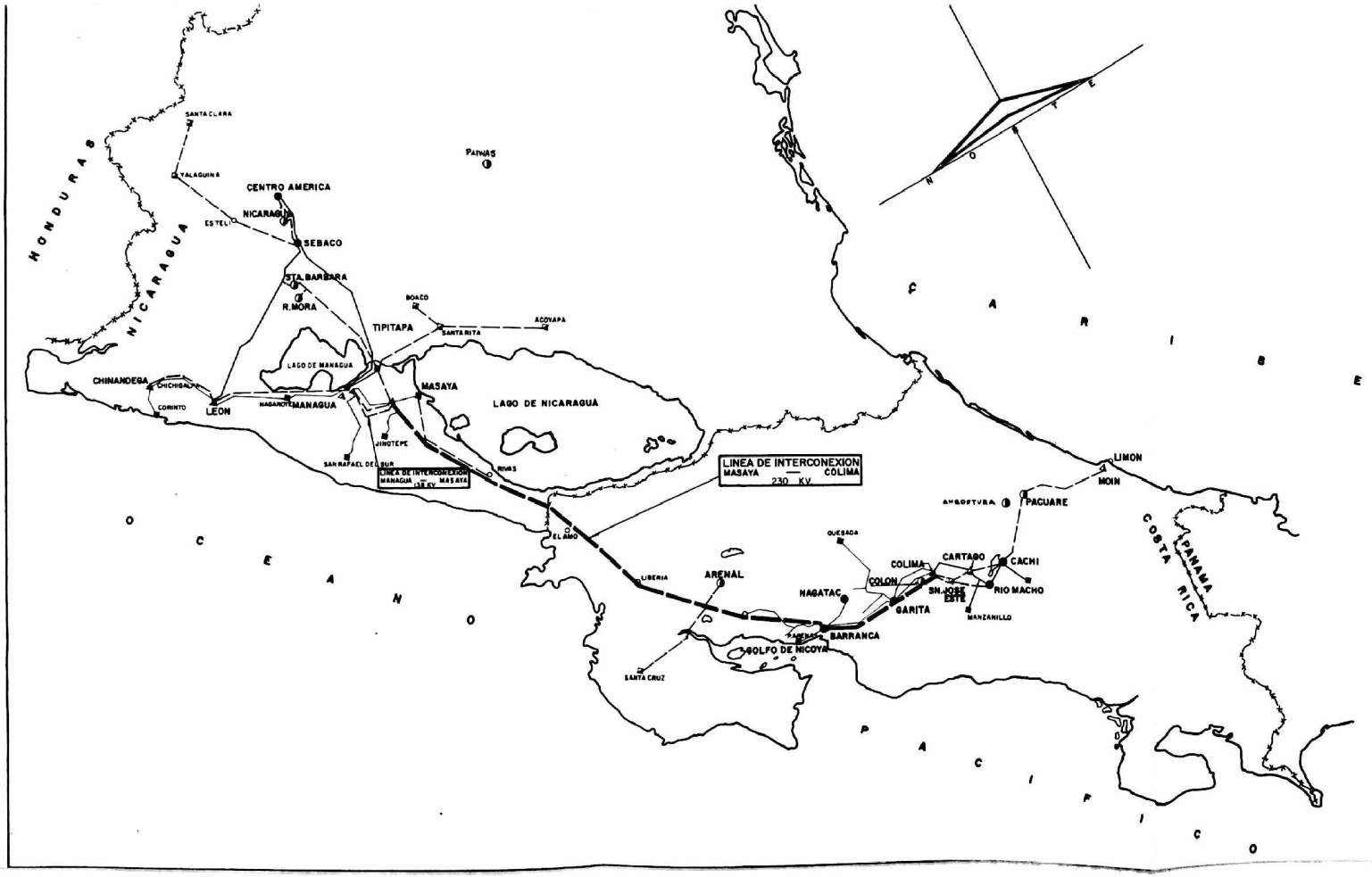
NICARAGUA: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. CURVA DE DURACION DE LA DEMANDA Y OPERACION DE LAS CENTRALES EN EL SISTEMA COMBINADO NICARAGUA-COSTA RICA, ALTERNATIVA A-2

(Estación lluviosa 1977-78)

Potencia máxima = 214 MW
Energía = 729 GWh



LAMINAS



SIMBOLOGIA

SISTEMAS NACIONALES	EXISTENTES	FUTURAS
LINEAS DE 138 Y 115 KV.	———	— — —
LINEAS DE 69 Y 34.5 KV.	———	
SUBESTACIONES.	■	□
CENTRALES TERMICAS.	▲	△
CENTRALES HIDROELECTRICAS.	●	◑

SISTEMAS DE INTERCONEXION	
LINEAS PROPUESTAS.	▬▬▬▬
LINEAS ALTERNAS ESTUDIADAS.	═══

ESCALA GRAFICA

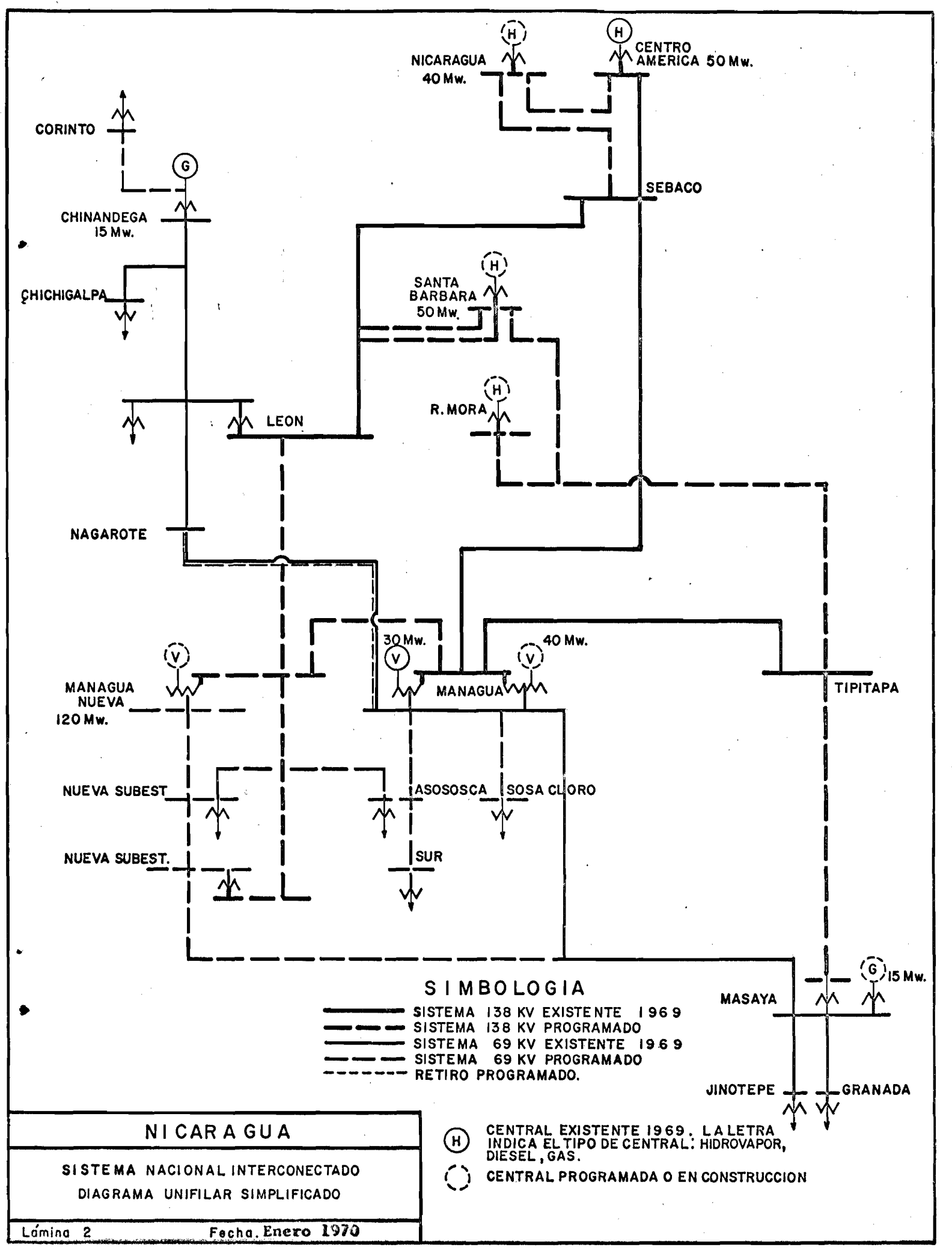
0 10 20 30 40 50 100 KILOMETROS

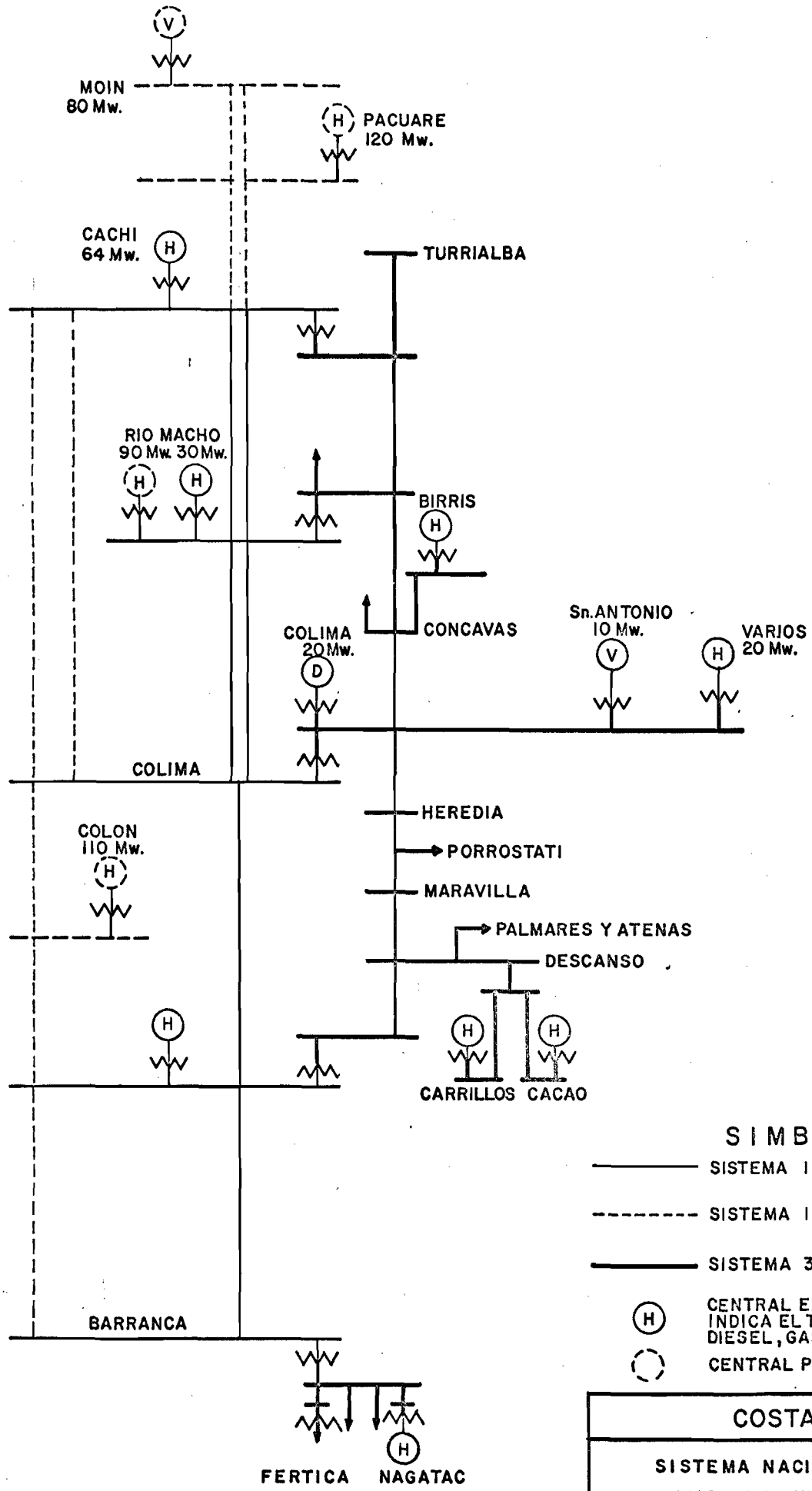
INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

NICARAGUA — COSTA RICA

SISTEMAS DE INTERCONEXION PROPUESTAS

DIBUJO: A. GANDUÑO R.	PRESENTO: E. NICHA	APROBO: R. ARDEMERA
FECHA: 8 DE ENERO DE 1970		


NICARAGUA
40 Mw.
CENTRO
AMERICA 50 Mw.
CORINTO
SEBACO
CHINANDEGA
15 Mw.
CHICHIGALPA
SANTA
BARBARA
50 Mw.
R. MORA
LEON
NAGAROTE
30 Mw.
40 Mw.
MANAGUA
NUEVA
120 Mw.
MANAGUA
TIPITAPA
NUEVA SUBEST
ASOSOSCA
SOSA CLORO
NUEVA SUBEST.
SUR
15 Mw.
MASAYA
JINOTEPE
GRANADA
SIMBOLOGIA
SISTEMA 138 KV EXISTENTE 1969
SISTEMA 138 KV PROGRAMADO
SISTEMA 69 KV EXISTENTE 1969
SISTEMA 69 KV PROGRAMADO
RETIRO PROGRAMADO.
CENTRAL EXISTENTE 1969. LA LETRA INDICA EL TIPO DE CENTRAL: HIDROVAPOR, DIESEL, GAS.
CENTRAL PROGRAMADA O EN CONSTRUCCION
NICARAGUA
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
Lámina 2
Fecha. Enero 1970



SIMBOLOGIA

- SISTEMA 138 KV EXISTENTE 1969
- SISTEMA 138 KV PROGRAMADO.
- SISTEMA 34.5 KV EXISTENTE 1969
- (H) CENTRAL EXISTENTE 1969. LA LETRA INDICA EL TIPO DE CENTRAL: HIDROVAPOR, DIESEL, GAS.
- CENTRAL PROGRAMADA O EN CONSTRUCCION

COSTA RICA
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
Lámina 3 — Fecha: Enero 1970