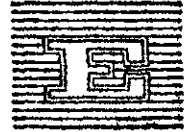


NACIONES UNIDAS



CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



RESTRINGIDO
E/CN.12/CCE/SC.5/11
TAO/LAT/40
30 de abril de 1963
ORIGINAL: ESPAÑOL

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

Segunda Reunión
Guatemala, Guatemala, 27 de mayo de 1963

DESARROLLO COMBINADO DE LOS SISTEMAS CENTRALES
DE EL SALVADOR Y HONDURAS

(Versión preliminar pendiente de revisión editorial)

Informe preparado por la Misión Centroamericana de Electrificación, asignada por la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas al Programa de Integración Económica Centroamericana

INDICE

	<u>Página</u>
I. Introducción	1
II. Sistemas Centrales de El Salvador y Honduras	3
A. Sistema Central de El Salvador	3
1. Desarrollo eléctrico	3
2. Política de electrificación	4
3. Programa de electrificación	6
B. Sistema Central de Honduras	7
1. Desarrollo eléctrico	7
2. Política de electrificación	8
3. Programa de electrificación	8
III. Mercado de energía eléctrica	11
A. Introducción	11
B. Sistema Central de El Salvador	11
1. Evolución del mercado y determinación de las necesidades de potencia y energía para el período 1961-1972	11
2. Variaciones estacionales, mensuales y diarias de los requerimientos de potencia y energía del Sistema Central	20
C. Sistema Central de Honduras	23
1. Evolución del mercado y determinación de las necesidades de potencia y energía para el período 1961-1972	23
2. Variaciones estacionales, mensuales y diarias de los requerimientos de potencia y energía del Sistema Central	34

/IV. Recursos

	<u>Página</u>
IV. Recursos para la producción de energía	37
A. Recursos para la producción de energía eléctrica en El Salvador	37
B. Recursos para la producción de energía eléctrica en Honduras	43
V. Desarrollo de los sistemas primarios. Generación-trasmisión, 1961-1972	45
A. Desarrollo del sistema primario de la Comisión Ejecutiva del Lempa	45
1. Programa de adiciones de capacidad generadora y obras de trasmisión complementarias	45
2. Inversiones en el sistema generador-trasmisor	54
3. Resultados económicos de la operación del sistema primario	56
4. Resultados financieros de la expansión del sistema primario	59
B. Desarrollo del sistema primario de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica	61
1. Programa de adiciones de capacidad generadora y obras de trasmisión complementarias	61
2. Inversiones en el sistema generador-trasmisor	67
3. Resultados económicos de la operación del sistema primario	68
4. Resultados financieros de la expansión del sistema primario	71
VI. Desarrollo combinado de los sistemas ENEE-CEL	73
A. Consideraciones generales	73
B. Planeamiento del sistema generador-trasmisor	77
1. Fecha posible de iniciación de operaciones de las obras de interconexión	77
2. Necesidades de potencia y energía	79
3. Recursos para la producción de energía	79
4. Demanda y disponibilidades de potencia y energía	85
5. Obras de interconexión	87
6. Adiciones de generación y trasmisión programadas, 1961-1972	92
C. Inversiones en el sistema generador-trasmisor, 1961-1972	92
D. Resultados económicos	96
/VII. Repercusiones	

	<u>Página</u>
VII. Repercusiones de desarrollo combinado de los sistemas	103
ENEE-CEL	103
A. Planteamiento del problema de distribución de beneficios	103
B. Precios de venta de la energía neta intercambiada	104
C. Resultados económicos	105
D. Resultados financieros	105
E. Otras consideraciones	114
<u>Apéndice 1.</u> Costos de las obras de transmisión	121

INDICE DE CUADROS

Cuadros

1	Capacidad instalada y producción de energía eléctrica del Sistema Central de El Salvador en 1961	5
2	Capacidad instalada y producción de energía eléctrica de servicio público en Honduras, 1961	9
3	Sistema Central de El Salvador: Serie de capacidad y producción de energía eléctrica para servicio público	12
4	Sistema Central de El Salvador: Producción de energía eléctrica, servicio público y servicio privado, 1950-1961	15
5	Sistema Central de El Salvador: Utilización de la energía eléctrica para servicio público, 1959, 1960 y 1961	16
6	Centroamérica y Panamá: Extensión de la electrificación en el sector residencial, 1950 y 1961	17
7	Centroamérica y Panamá: Consumo residencial de energía eléctrica para servicio público, 1961	19
8	Necesidades de potencia y energía en el Sistema Central de El Salvador, 1961-1972	21
9	Sistema Central de El Salvador: Variaciones típicas mensuales de requerimientos de potencia y energía, 1961	24
10	Utilización de la energía eléctrica en los Sistemas de la ENEE (Tegucigalpa) y la Public Utilities Corp. (San Pedro Sula), 1961	29
11	Sistema Central de Honduras: Estimación de necesidades de energía por empresas o regiones, 1962, 1964 y 1965	32
12	Necesidades de potencia y energía en el Sistema Central de Honduras, 1961-1972	33
13	El Salvador: Desarrollo del sistema primario (generación-trasmisión) de la CEL, 1961-1972	47

/14. Desarrollo del

<u>Cuadros</u>	<u>Página</u>
14 Desarrollo del sistema generador-trasmisor de la CEL. Resumen de costos de construcción	55
15 CEL - Movimiento de caja - Solución independiente, 1961-1972	57
16 Honduras: Desarrollo del sistema primario (generación-trasmisión) de la ENEE, 1961-1972	63
17 Resumen de costos de construcción. Desarrollo del sistema generador-trasmisor de la ENEE	69
18 Demanda y disponibilidades de potencia y energía Sistema interconectado ENEE-CEL, 1966-1972	81
19 Importancia relativa de las compras de la CEL a la ENEE, 1973-1984	88
20 Desarrollo combinado ENEE-CEL. Adiciones de generación y trasmisión, 1961-1972	93
21 Resumen de costos de construcción: Desarrollo combinado ENEE-CEL. Adiciones de generación y trasmisión, 1961-1972	94
22 Detalle de obras e inversiones en el sistema interconectado ENEE-CEL, 1961-1972	97
23 Desarrollo del sistema combinado ENEE-CEL	99
24 Detalle de gastos de explotación del sistema combinado ENEE-CEL, 1966-1972	101
25 Desarrollo del sistema primario de la CEL, suponiendo interconexión con ENEE desde 1966	107
26 Desarrollo del sistema primario ENEE, suponiendo interconexión con CEL desde 1966	108
27 CEL - Movimiento de Caja - Interconexión con ENEE desde 1966	110
28 Comisión Ejecutiva del Lempa. Balances de situación comparativos al finalizar el año, 1961, 1965 y 1972	112
29 Resultados financieros del desarrollo combinado para la ENEE hasta 1972	115
30 Empresa Nacional de Energía Eléctrica. Proyecciones de caja, 1972-1980	118

INDICE DE LAMINAS*

Lámina

- 1 Mapa mostrando el Sistema Central de El Salvador
- 2 Mapa mostrando el Sistema Central de Honduras
- 3 Necesidades de potencia y energía y curvas típicas de carga diaria por sistemas
- 4 Mapa y perfil del río Lempa
- 5 Mapa y perfil del desarrollo Lago Yojoa-Río Lindo
- 6 Sistema interconectado CEL-ENEE. Demandas máximas y capacidad generadora
- 7 Solución 1, Mapa de la interconexión
- 8 Solución 2, Mapa de la interconexión
- 9 Solución 3, Mapa de la interconexión
- 10 Solución 1, Esquema del Sistema transmisor
- 11 Solución 3, Esquema del Sistema transmisor
- 12 Solución 1, Diagrama unifilar
- 13 Solución 3, Diagrama unifilar
- 14 Subestación 138/230 kV en Cañaveral (Honduras). Diagrama unifilar (Solución 1)
- 15 Subestación 230/115 kV en San Rafael Cedros (El Salvador). Diagrama unifilar (Solución 1)
- 16 Patios de swiches 138 kV en Cañaveral (Honduras). Diagrama unifilar (Solución 2 y 3)
- 17 Subestación 138/115 kV en San Rafael Cedros (El Salvador). Diagrama unifilar (Solución 2)
- 18 Subestación 138/115 kV "5 de Noviembre" (El Salvador). Diagrama unifilar (Solución 3)
- 19 Subestación 138/115 kV en San Rafael Cedros (El Salvador). Diagrama unifilar (Solución 3)

* Véanse las láminas al finalizar este documento.

I. INTRODUCCION

Uno de los principales objetivos que ha perseguido el Comité de Cooperación Económica dentro del programa de integración, es el desarrollo coordinado de la infraestructura como medio de favorecer el crecimiento más acelerado del Istmo Centroamericano.

Desde un principio, el Comité ha concedido especial atención al sector energía eléctrica. Para el estudio de los problemas que presenta este sector e impulsar su desarrollo de acuerdo con las crecientes necesidades de la integración, se creó el Subcomité Centroamericano de Electrificación en 1958.

La primera reunión del Subcomité se celebró en El Salvador en 1959. En esta oportunidad, se determinó que el objetivo central de sus labores consiste en estudiar el aprovechamiento de los recursos disponibles para la producción de energía eléctrica sobre bases de cooperación centroamericana, precisándose específicamente el desarrollo conjunto de los sistemas eléctricos en combinación con el aprovechamiento múltiple de los recursos hidráulicos. Entre las posibilidades de desarrollo combinado que se examinaron en esa Reunión, se señaló la de los Sistemas Centrales de El Salvador y Honduras como una de las que ofrecían mejores perspectivas. Al respecto, se encargó un estudio a expertos asignados por la Junta de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas. Este trabajo^{1/} mostró comparativamente las ventajas que ofrecen el desarrollo combinado y los programas nacionales de electrificación.

En 1962 se encomendó la revisión de dicho estudio a la Misión Centroamericana de Electrificación, la cual debería actualizarlo y extenderlo a otros aspectos del problema.

El presente documento resume los resultados obtenidos por la Misión en las investigaciones realizadas entre mayo y diciembre de 1962.

1/ Coordinación de programas de electrificación en Centroamérica y Desarrollo eléctrico combinado de Honduras y El Salvador, Ing. Eugenio Salazar, (E/CN.12/CCE/SC.5/7), 1961

Contiene un anteproyecto de desarrollo combinado de los sistemas centrales antes mencionados, que comprende los aspectos técnicos, económicos y financieros respectivos. Se refiere no solamente a los correspondientes al sistema combinado en sí mismo, sino también a los relacionados con el conjunto de cada uno de los actuales programas nacionales de electrificación. Este anteproyecto podría servir de base para el examen técnico que al respecto habrá de efectuar el Subcomité Centroamericano de Electrificación en su Segunda Reunión.

El estudio estuvo a cargo de los ingenieros Francisco Malavassi y Henri Hassid, en consulta y con la colaboración de la Secretaría de la CEPAL. El primero, como Jefe de la Misión, dirigió y coordinó las investigaciones que fueron necesarias, encargándose a la vez de los estudios de mercado, el planeamiento de los sistemas generadores, los análisis económicos y financieros de las diversas soluciones y de la redacción de este informe. A cargo del ingeniero Hassid estuvo el estudio de las obras de interconexión entre sistemas.

La Misión agradece la colaboración recibida en todo momento de la Comisión Ejecutiva del Lempa (CEL) y de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), sin la cual este trabajo no hubiera sido posible. Fue de especial importancia que se dispusiera de los estudios anteriores realizados por expertos y consultores especialmente contratados por estas empresas.

II. SISTEMAS CENTRALES DE EL SALVADOR Y HONDURAS

A. Sistema Central de El Salvador

1. Desarrollo eléctrico

El Sistema Central de El Salvador está formado por las instalaciones de generación, transmisión y distribución de las empresas eléctricas de servicio público que suministran energía eléctrica a las principales ciudades y poblaciones de ese país, (lámina 1). Su principal centro de consumo es la ciudad de San Salvador. Las plantas generadoras del Sistema Central produjeron en 1961 el 97.4 por ciento del total de la energía eléctrica producida ese año en El Salvador que ocupa el segundo lugar en Centroamérica en cuanto se refiere al volumen anual de energía que se distribuye por sus instalaciones.

El Sistema constituye actualmente una unidad operativa integrada por las facilidades eléctricas de varias empresas y es el resultado de un lento proceso de agrupamiento de mercados, con miras a lograr el funcionamiento más económico del conjunto a través de la mejor utilización de las instalaciones. Este proceso estuvo en manos de las empresas privadas de servicio público que operan en el país, pero se limitó, en su alcance, a sus propias zonas de operación. A partir de 1954, el Sistema quedó constituido en una sola unidad, al interconectarse las instalaciones de las empresas privadas con las obras de interconexión y de generación de la Comisión Ejecutiva del Lempa (CEL), que en ese mismo año empezaron a operar. Paralelamente a esta interconexión y desde ese año, la CEL asumió la responsabilidad de abastecer de energía eléctrica a todo el Sistema, por encima de la producción de las plantas instaladas, abriéndose así la oportunidad de construir unidades de generación de mayor tamaño. Las empresas privadas han continuado atendiendo directamente el proceso de distribución de energía en la mayoría de las ciudades y poblaciones, excepto en la zona de Usulután, en que la CEL promovió la formación de una empresa de capital mixto que efectúa la distribución de energía al detalle. El capital público de dicha empresa pertenece a la CEL.

La capacidad instalada, la producción del Sistema Central y la participación del organismo nacional de electrificación así como de las más importantes empresas privadas de servicio público que forman parte de él, figuran en el cuadro 1.

En 1961 la capacidad instalada fue de 80.5 MW, en tanto que la demanda máxima registrada en ese mismo año ascendió a 60.2 M.W.

La capacidad generadora de la CEL está concentrada en una sola planta hidroeléctrica de 60 MW. Esta planta construida sobre el río Lempa, se llama "5 de Noviembre" y es en la actualidad la instalación productora de energía eléctrica de mayor capacidad del Istmo Centroamericano. El resto de la capacidad instalada del Sistema está constituida por 18 plantas hidroeléctricas, ocho diesel-eléctricas y una de vapor, con 11.1, 4.4 y 5.0 MW, respectivamente. Las plantas térmicas y parte de las hidráulicas constituyen en la actualidad reserva del Sistema.

La producción total de energía ascendió a 265.8 millones de kWh en 1961. Menos del 1 por ciento de dicha cifra correspondió a la producción de las plantas térmicas, lo que contrasta con la situación prevaleciente en 1953, en que representó el 37.7 por ciento. Este cambio ocurrido en la composición de la estructura productiva, entre otros factores, ha contribuido a una reducción del 2.6 por ciento en los precios al detalle de la energía eléctrica en el período 1950-1961, no obstante el incremento en el costo de las inversiones y el aumento de otros gastos de operación. Durante ese mismo período de once años, se triplicaron la capacidad instalada y la producción de energía eléctrica por habitante, lo cual es indicativo del proceso de expansión realizado en El Salvador en el campo de la energía eléctrica.

2. Política de electrificación

La Comisión Ejecutiva del Lempa (CEL) fue creada en 1945, con el objeto de evaluar y desarrollar los recursos hidroeléctricos del río Lempa. De esta manera, se continuaron y se intensificaron los esfuerzos realizados por la Comisión Nacional de Electricidad y otros organismos, que consideraron ese recurso como el de mejores perspectivas para abastecer de energía eléctrica a El Salvador.

Cuadro 1

CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA DEL
 SISTEMA CENTRAL DE EL SALVADOR, EN 1961

Empresas de servicio público	Capacidad instalada		Producción	
	kW	Por ciento	Millones de kWh	Por ciento
Comisión Ejecutiva del Lempa	60 000	74.5	209.9	79.0
Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador	10 910	13.6	17.9	6.7
Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana	3 100	3.9	10.8	4.0
Compañía de Luz Eléctrica de Cucumacayán	2 250	2.8	14.5	5.5
Otras empresas	4 240	5.2	12.7	4.8
Total	80 500	100.0	265.8	100.0

Fuente: Inspección General de Servicios Eléctricos, El Salvador

/La CEL,

La CEL, es el primer organismo descentralizado que se creó en Centroamérica para formular y desarrollar un plan de electrificación nacional que garantizara el adecuado suministro de energía exigido por una economía en desarrollo y que incluyera, coordinadamente, las actividades de las empresas eléctricas de servicio público existentes en el país.

El plan nacional de electrificación elaborado por la CEL responsabiliza a este organismo de la fase de producción y transmisión de la energía eléctrica que demande el país y encarga a las empresas privadas de servicio público de la distribución de dicha energía. Cuando estas últimas no se interesen por la distribución en determinadas zonas, la CEL participaría en esta otra fase, lo cual ha ocurrido en el caso de la empresa eléctrica de Usulután y en algunas experiencias sobre extensión de la electrificación a zonas rurales.

De acuerdo con la política fijada en ese plan, la CEL inició operaciones en el campo de explotación de servicios eléctricos desde 1954, habiendo adquirido experiencia en el planeamiento, diseño, construcción y operación de sistemas eléctricos, para lo cual cuenta con una organización técnica y administrativa adecuada.

3. Programa de electrificación

El programa a desarrollar por la CEL dentro del plan nacional de electrificación, es el siguiente:

- a) Evaluar los recursos disponibles en El Salvador para la producción de energía, especialmente los hidráulicos.
- b) Construir plantas generadoras para abastecer las crecientes necesidades de energía eléctrica del país.
- c) Instalar la red de transmisión, a alta tensión hasta los sitios de recibo de la energía por las empresas distribuidoras.
- d) Distribuir energía eléctrica en zonas en donde las empresas privadas de servicio público no estén interesadas.
- e) Impulsar el desarrollo de planes de mejoramiento y ampliación de las redes de distribución de las empresas distribuidoras que garanticen el recibo de la energía producida por la CEL.

/f) Operar el

- f) Operar el Sistema Central, coordinando el funcionamiento de las instalaciones propias y de las otras empresas.
- g) Asesorar en aspectos técnicos y administrativos a las empresas de distribución en que participe la CEL.

B. Sistema Central de Honduras

1. Desarrollo eléctrico

El Sistema Central de Honduras quedará consolidado en 1963. En ese año iniciará operaciones la planta hidroeléctrica de Cañaveral y se terminarán las líneas de transmisión, a alta tensión, Cañaveral-Tegucigalpa y Cañaveral-Costa Norte, que unirán a los dos centros más importantes consumidores de energía eléctrica del país. Los actuales sistemas eléctricos de Tegucigalpa y de la Costa Norte operan y se alimentan de energía eléctrica en forma independiente. Las obras de interconexión antes mencionadas conducirán la energía hidroeléctrica producida en Cañaveral a esos centros de consumo, substituyendo a la de las plantas térmicas y consolidando en una sola unidad operativa las instalaciones existentes en esa región (lámina 2).

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), se encarga de producir, transmitir y distribuir energía eléctrica en la ciudad de Tegucigalpa y sus alrededores, por medio de una planta diesel y de dos plantas hidroeléctricas. También da servicio a otras pequeñas poblaciones del país a través de plantas diesel, de reducido tamaño, que operan en forma aislada.

En la región de la Costa Norte operan varias empresas y la producción de energía está basada totalmente en plantas diesel-eléctricas. Por una parte, la Public Utilities de San Pedro Sula atiende la ciudad de San Pedro y regiones circunvecinas, y por otra, las compañías bananeras —Tela Railroad Co. y Standard Fruit Co.— producen energía eléctrica para cubrir sus propias necesidades, a la vez que la distribuyen comercialmente en las poblaciones cercanas. Además, los ingenios azucareros, las fábricas de cemento,

/las de cerveza,

las de cerveza y otras industrias importantes se autoabastecen de energía eléctrica. La ENEE, al consolidarse el Sistema Central de Honduras, venderá la energía producida en Cañaveral y en otras plantas a las empresas eléctricas privadas y principales industrias de esta zona, incluyendo a la región minera de El Mochito situada muy cerca de la planta de Cañaveral.

La capacidad instalada y la producción de energía de la ENEE y de las más importantes empresas privadas de servicio público en Honduras, figuran en el cuadro 2.

2. Política de electrificación

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) fue establecida en 1957 como una agencia autónoma del Gobierno de Honduras, encargada del desarrollo de obras de electrificación y de atender su operación.

El plan de electrificación nacional preparado por la ENEE para dar solución al problema eléctrico de Honduras comprende, entre otros, el desarrollo del potencial hidroeléctrico de la región del Yojoa-Río Lindo, del que constituyen una primera etapa la formación del Sistema Central y la construcción de la planta hidroeléctrica de Cañaveral.

La política sobre la cual se ha estructurado dicho plan, como en otros de los países centroamericanos, consiste en dedicar los mayores esfuerzos de la empresa estatal en resolver los problemas de generación y transmisión asociada y en atender la distribución de energía cuando fuera conveniente al interés nacional o cuando los inversionistas privados no se interesaren en participar en esta etapa del proceso de electrificación.

La ENEE tiene amplios poderes y plena independencia en el manejo de sus funciones y se encuentra debidamente organizada para operar el Sistema Central de Honduras y capacitada para atender todas las actividades técnicas y administrativas ligadas al proceso de expansión.

3. Programa de electrificación

El programa de electrificación preparado por la ENEE, es el siguiente:

- a) Evaluar los recursos hidráulicos del país susceptibles de aprovecharse para la producción de energía eléctrica.

Cuadro 2

CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA DE SERVICIO
 PUBLICO EN HONDURAS, 1961

Empresas de servicio público	Capacidad instalada		Producción	
	kW	Por ciento	Miles de kWh	Por ciento
Empresa Nacional de Energía Eléctrica	8 845	34.6	26 461	37.3
Tela Railroad Co.	5 800	22.7	20 429	28.7
Public Utilities San Pedro Sula	5 159	20.2	12 703	18.0
Standard Fruit Co.	4 000	15.6	8 190	11.5
Otras empresas	1 774	6.9	3 190	4.5
Total	<u>25 578</u>	<u>100.0</u>	<u>70 973</u>	<u>100.0</u>

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica, Honduras.

/b) Consolidar

- b) Consolidar un sistema central en Honduras, que permita el agrupamiento de los más importantes centros de consumo del país.
- c) Construir plantas generadoras que requiera el sistema central para abastecer sus necesidades de energía.
- d) Promover el desarrollo de nuevos mercados, y propiciar su eventual interconexión al sistema central o a otros que se formen en el futuro.
- e) Distribuir energía eléctrica en donde fuere conveniente a los intereses nacionales o donde no existiere interés por parte de inversionistas privados.
- f) Impulsar el establecimiento de las instalaciones de recibo que utilizarán las empresas e industrias compradoras de energía al por mayor.
- g) Operar el sistema central, coordinando los elementos propios y los pertenecientes a otras empresas.

III. MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA

A. Introducción

Se presenta seguidamente una revisión de las necesidades de energía que requerirá cada uno de los Sistemas Centrales de El Salvador y Honduras en los próximos diez años. Los resultados de esta revisión han servido de base para ajustar el programa de adiciones de capacidad generadora propuesto en los planes nacionales de electrificación. Estas revisiones fueron necesarias porque las anteriores habían sido realizadas en 1959 y 1960^{1/} y, además, por cuanto el comportamiento del mercado salvadoreño mostraba tendencias diferentes a las observadas en años anteriores.

Para ambos Sistemas, se investigaron las variaciones estacionales, mensuales y diarias de los requerimientos de potencia y energía de especial importancia para el planeamiento del sistema generador trasmisor en la alternativa de desarrollo combinado. La información disponible utilizada en estas investigaciones, fue determinante del alcance y metodología usados en esta revisión.

B. Sistema Central de El Salvador

1. Evolución del mercado y determinación de las necesidades de potencia y energía para el período 1961-1972

Desde 1945, como consecuencia del auge económico producido por el sector externo y de la acumulación de una demanda insatisfecha en años anteriores, se produjo un déficit en la oferta de energía eléctrica que no se satisface sino hasta 1958, (cuadro 3).

Las instalaciones eléctricas, que inicialmente fueron construidas para atender el suministro de energía en actividades agrícola-industriales, vendieron los sobrantes a poblaciones cercanas, convirtiéndose así en empresas de servicio público que fueron creciendo al ritmo fijado por la oferta de energía.

1/ Estudios realizados por la firma de ingenieros consultores HARZA Engineering Co., de Chicago, Estados Unidos de América, en 1959 para El Salvador y 1960 para Honduras.

Cuadro 3

SISTEMA CENTRAL DE EL SALVADOR: SERIES DE CAPACIDAD Y PRODUCCION
 DE ENERGIA ELECTRICA PARA SERVICIO PUBLICO

Año	Capacidad instalada (mW)			Producción de energía (Millones de kWh)			Tasa de crecimiento anual de la producción (Porcentaje)
	Hidro	Térmica	Total	Hidro	Térmica	Total	
1950	9.2	9.4	18.6	37.7	28.0	65.7	12.3
1951	9.2	9.4	18.6	39.0	34.8	73.8	13.8
1952	9.4	9.5	18.9	38.8	45.2	84.0	19.0
1953	11.1	9.5	20.6	55.2	44.9	100.1	11.0
1954	41.1	9.6	50.7	86.2	24.7	111.0	17.5
1955	41.1	9.6	50.7	127.7	2.7	130.4	19.3
1956	41.1	9.6	50.7	152.2	3.0	155.2	14.4
1957	56.1	9.5	65.6	174.2	3.0	177.3	16.3
1958	56.1	9.1	65.2	203.4	2.3	205.7	11.0
1959	56.1	9.1	65.2	226.9	0.6	227.5	9.2
1960	56.1	9.3	65.4	236.4	12.2	248.6	7.0
1961	71.1	9.4	80.5	264.5	1.4	265.9	

Fuente: Estadísticas de Energía Eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1960-1961
 (E/CN.12/CCE/SC.5/9).

A la par del creciente ritmo de aumento de la demanda de energía, se hizo patente la deficiencia de los recursos financieros y técnicos para ampliar la oferta, especialmente en lo que se refiere a la producción de la energía que es la fase más crítica del proceso y que requiere de mayores inversiones. Hasta ese momento se habían desarrollado los recursos hidráulicos de más fácil acceso y de más baja inversión, y no existía una política de evaluación de dichos recursos en la forma metódica y completa requerida para su desarrollo. Las empresas privadas establecidas se vieron obligadas a resolver estos problemas, en forma independiente una de otra, a base de la instalación de plantas térmicas. La mayor parte de las instalaciones se realizó durante el período 1945-1950 y la capacidad instalada en plantas térmicas se ha mantenido estabilizada desde el año 1950 en 9 430 kW. La obtención de créditos industriales para la adquisición de estos equipos y el nivel de las tarifas fueron factores determinantes en la decisión de las empresas, que resolvieron así sus problemas financieros y pudieron soportar los mayores costos de producción. Si bien estas instalaciones tienen un costo de inversión mucho más bajo que el de las plantas hidroeléctricas, sus costos de producción son generalmente más elevados, principalmente en razón del mantenimiento y de los combustibles y lubricantes utilizados.

En 1947 se constituyó la Comisión Ejecutiva del Lempa y se aceleró el plan de evaluación de los recursos hidráulicos, iniciado por otras entidades del Estado, y que no fue posible desarrollar sino hasta 1954, por el tiempo que toma la resolución de los diversos problemas que se presentan en la investigación en la construcción de las obras correspondientes.

El desarrollo del plan de electrificación nacional preparado por la CEL cubrió el déficit de oferta de energía en la región servida por el Sistema Central y ha llevado a una utilización racional de los recursos hidráulicos del país.

La tasa de crecimiento de la producción de energía en el período 1950-1961 fue de 13.5 por ciento, (cuadro 3). En este lapso se pueden diferenciar tres etapas bien definidas en el desarrollo del mercado de energía de El Salvador. La primera se extiende de 1950 a 1954, año en que

/inició

inició operaciones la planta "5 de Noviembre" de la CEL. Durante estos años el crecimiento de la producción tuvo una tasa promedio anual del 14.0 por ciento, habiendo llegado en 1953 a generarse el 40.5 por ciento de energía en las plantas térmicas del sistema. En la segunda etapa, 1954-1957, la tasa de crecimiento anual subió al 16.9 por ciento, ya que la mayor disponibilidad de energía y la mejor calidad del servicio permitió servir a gran número de industrias que se autoabastecían hasta esa fecha. La disminución ocurrida en la producción de energía para servicio privado pone de manifiesto este fenómeno de recuperación de "carga cautiva" (cuadro 4). La producción de las industrias autoabastecidas, que representaba el 20.0 por ciento en 1953 pasó a 4.3 por ciento en 1957 con respecto a la producción total del país. En la tercera etapa, que cubre de 1958 a 1961, se redujo la tasa de crecimiento anual a 10.7 por ciento, coincidiendo con una serie de acontecimientos que afectaron, de una manera u otra, el proceso de desarrollo económico de El Salvador. Entre los más importantes pueden citarse, por una parte, los problemas desfavorables de la actividad cafetalera y, por otra, el desarrollo positivo algodonero y las perspectivas que abrió el mercado común centroamericano.

Estos hechos aparentemente son los que han producido cambios en la estructura de consumo de energía eléctrica durante 1959-1961. En este período se muestra una tendencia de crecimiento mayor en el sector industrial que en los demás. Corresponde al primero una tasa anual de 12.4 por ciento, mientras que para los segundos es de 7.8 por ciento (cuadro 5). Dicha estructura en 1961 es la siguiente: 25.1 por ciento correspondió al consumo residencial; 12.4 por ciento al comercial; 30.9 por ciento al industrial; 15.6 por ciento al alumbrado público, gobierno y municipalidades y el resto --16 por ciento-- a pérdidas de transmisión y distribución. Si se le compara con la estructura de otros países del Istmo Centroamericano, destaca la poca importancia relativa del sector residencial y el bajo desarrollo alcanzado por éste. En 1950 el porcentaje de población servido por las empresas de servicio público representó el 10.2 por ciento del total de habitantes y en 1961 ese valor subió a 15.3 por ciento (cuadro 6).

Cuadro 4

SISTEMA CENTRAL DE EL SALVADOR: PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA,
SERVICIO PUBLICO Y SERVICIO PRIVADO, 1950-61

Año	Servicio público		Servicio privado		Total (Millones de kWh)
	Millones de kWh	Por ciento	Millones de kWh	Por ciento	
1950	65.7	74.9	22.0	25.1	87.7
1951	73.8	76.2	23.0	23.8	96.8
1952	84.0	77.8	24.0	22.2	108.0
1953	100.1	80.0	25.0	20.0	125.1
1954	111.0	83.5	22.0	16.5	133.0
1955	130.4	90.3	14.0	9.7	144.4
1956	155.2	93.9	10.0	6.1	165.2
1957	177.3	95.7	8.0	4.3	185.3
1958	205.7	96.7	7.0	3.3	212.7
1959	227.5	97.0	7.0	3.0	234.5
1960	248.6	97.3	7.0	2.7	255.6
1961	265.9	97.4	7.0	2.6	272.9

Fuente: Estadísticas de energía eléctrica Centroamérica y Panamá, 1960 y 1961
(E/CN.12/CCE/SC.5/9).

Cuadro 5

SISTEMA CENTRAL DE EL SALVADOR: UTILIZACION DE LA ENERGIA
 ELECTRICA PARA SERVICIO PUBLICO, 1959, 1960 y 1961

Clase de consumo	Consumidores (Miles)			Consumo (Millones de kWh)			Consumo medio por consumidor (kWh)			Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)		
	1959	1960	1961	1959	1960	1961	1959	1960	1961	1959	1960	1961
Residencial	66.4	70.4	76.8	54.5	62.2	67.0	821	883	872	3.71	3.68	3.47
Comercial	11.5	11.8	12.3	31.2	31.0	32.9	2 713	2 797	2 569	4.31	4.56	4.67
Industrial	1.3	1.4	1.6	65.0	69.1	82.1	50 000	49 357	51 312	2.94	3.03	3.04
Alumbrado público	0.1	0.1	0.1	6.0	6.5	6.8	60 000	60 500	68 000	3.13	2.89	2.70
Dependencias del Gobierno y Municipios	1.6	1.7	1.7	29.8	33.9	34.8	18 625	19 940	20 235	2.78	2.69	2.87
Totales	<u>80.9</u>	<u>85.4</u>	<u>92.5</u>	<u>186.5</u>	<u>202.7</u>	<u>223.6</u>	<u>2 305</u>	<u>2 372</u>	<u>2 417</u>	<u>3.37</u>	<u>3.40</u>	<u>3.38</u>
Pérdidas de transmisión y distribución				41.0	45.9	43.3						
Total producción				<u>227.5</u>	<u>248.6</u>	<u>265.9</u>						

Fuente: Estadísticas de energía eléctrica Centroamérica y Panamá, 1960-1961 (E/CN.12/CCE/SC.5/9).

Cuadro 6

CENTROAMERICA Y PANAMA: EXTENSION DE LA ELECTRIFICACION EN EL SECTOR RESIDENCIAL, 1950 Y 1961

(Miles)

País	Población		Consumidores residenciales posibles a/		Consumidores residenciales actuales b/		Porcentaje de la población servida		Consumo medio anual por consumidor (kWh)	
	1950	1961	1950	1961	1950	1961	1950	1961	1950	1961
Guatemala	2 791	3 864	569	788	38	75	6.67	9.51	858	1 309
El Salvador	1 856	2 511	371	502	38	77	10.24	15.33	468	872
Honduras	1 428	1 873	235	311	14	29	5.95	9.32	293	793
Nicaragua	1 056	1 509	179	256	26	50	14.52	19.53	327	867
Costa Rica	801	1 182	145	214	42	85	28.96	39.71	1 762	3 114
Centroamérica	<u>7 932</u>	<u>10 959</u>	<u>1 499</u>	<u>2 071</u>	<u>158</u>	<u>316</u>	<u>10.54</u>	<u>15.25</u>	<u>1 160</u>	<u>1 572</u>
Panamá	757	1 107	169	247	47	75	27.81	30.36	1 385	861
Centroamérica y Panamá	<u>8 689</u>	<u>12 066</u>	<u>1 668</u>	<u>2 318</u>	<u>205</u>	<u>391</u>	<u>12.29</u>	<u>16.86</u>	<u>1 029</u>	<u>1 435</u>

Fuente: Estadísticas de energía eléctrica Centroamérica y Panamá, 1960-1961 (E/CN.12/CCE/SC.5/9).

a/ A base de un consumidor posible por cada familia censal según datos del año 1950.

b/ Incluye únicamente los consumidores residenciales registrados por las empresas.

Los consumidores residenciales de electricidad están concentrados en su mayor parte en los centros urbanos, ya que la extensión a zonas rurales es muy limitada. La población que hacía uso del servicio eléctrico en 1961, representaba el 37.7 por ciento de la población urbana del país. El problema del crecimiento del sector residencial pareciera estar íntimamente ligado con el nivel de ingresos, ya que los precios de la energía en este sector son mucho más bajos que los de otros países del Istmo con niveles de consumo semejantes (cuadro 7). A este respecto, la CEL ha desarrollado el Plan Olocuilta que consiste en extender la electrificación a pequeños poblados, con miras a investigar diversos aspectos relacionados con la introducción de energía en zonas de bajos ingresos. Los resultados de estas investigaciones servirán para orientar las acciones futuras tendientes a extender el suministro de energía eléctrica a este tipo de consumidores. Por otra parte, se ha iniciado una campaña para aumentar el consumo de energía entre abonados residenciales, centrada fundamentalmente a impulsar el uso de determinados artefactos eléctricos. Si bien la estructura tarifaria actual favorece tal política, sus posibilidades podrían verse limitadas a los sectores de ingresos altos y medios que, por otro lado, podrían tener preferencias en usar otros combustibles importados.

Por las anteriores consideraciones, es de esperar que las tasas de incremento en este sector sean similares a las de los años anteriores.

El consumo del sector industrial crecerá probablemente a un ritmo menor que en los últimos once años, ya que el alto porcentaje que representa la "carga cautiva" recuperada en este sector ha afectado la tasa de crecimiento observada. Sin embargo, el programa de integración económica de Centroamérica podrá producir efectos de consideración en el crecimiento futuro de este sector.

Pareciera conveniente que en los próximos años se estudien las necesidades de electricidad en relación con el consumo global de todas las fuentes energéticas. Además, se investiguen los aspectos relativos a la elasticidad de la demanda de energía con respecto al ingreso familiar y a los precios en el sector residencial. Dichos estudios debieran, en la medida de lo posible, tomar en cuenta los planes de desarrollo, especialmente los del sector industrial. La ausencia de las informaciones anteriormente mencionadas,

Cuadro 7

CENTROAMERICA Y PANAMA: CONSUMO RESIDENCIAL DE ENERGIA
ELECTRICA PARA SERVICIO PUBLICO, 1961

País	Consumo medio anual (kWh/consumidor)	Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)	Factura media anual (Dólares)
Guatemala	1 309	4.65	60.87
El Salvador	872	3.47	30.26
Honduras ^{b/}	793	9.19	72.87
Nicaragua	867	6.79	58.87
Costa Rica	3 114	1.56	48.58
Centroamérica	1 572	3.17	49.83
Panamá	861	6.01	51.74
Centroamérica y Panamá	1 435	3.45	49.51

Fuente: Estadísticas de energía eléctrica Centroamérica y Panama, 1960-1961
(E/CN.12/CCE/SC.5/9).

a/ Parcialmente estimados.

b/ Incluye sólo la Public Utilities Corporation de San Pedro Sula y la ENEE.

/condujo a

condujo a que en el presente estudio se determinaran las necesidades de energía para los próximos diez años, proyectando las series existentes de producción total, como el método más adecuado y dando especial énfasis a las cifras de los últimos años.

La tasa anual de crecimiento estimada para la producción de energía requerida por el Sistema Central de El Salvador es del 11 por ciento acumulativo. Las necesidades de potencia instantánea máxima para cada año se calcularon con base en un factor de carga anual del Sistema del 50 por ciento, cifra ligeramente más baja que las observadas de 1959 a 1961, que osciló alrededor de 53 por ciento. Lo anterior supone que las características de las cargas actuales se mantendrán, pues no se esperan variaciones estructurales considerables en el patrón de consumo.

Determinadas las necesidades totales de potencia y energía (cuadro 8), debe establecerse la parte que abastecerá la CEL. Las plantas de las empresas privadas representan 8.5 MW de capacidad instalada y su producción anual ha alcanzado un valor aproximado de 55 millones de kWh en los últimos años. La CEL deberá suplir las necesidades que requiere el Sistema por encima de la capacidad instalada y la producción de esas plantas. En caso necesario podrá, además, disponer de la planta de vapor de la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), con 5 MW de capacidad. De acuerdo con lo anterior, las instalaciones generadoras de la CEL y la planta de vapor de la CAESS, deberán suministrar en 1972 una demanda máxima de 181.5 MW y producir 777 millones de kWh (cuadro 8), ^{2/} lo que equivale a un aumento de casi cuatro veces sus actuales requerimientos de potencia y energía, (lámina 3). Si continuara el ritmo de crecimiento de la población registrado en el período 1950-1961, de 2.8 por ciento de tasa anual, los valores de demanda de energía y potencia por habitante, aumentarán alrededor de 130 por ciento sobre los valores de 1961.

2. Variaciones estacionales, mensuales y diarias de los requerimientos de potencia y energía del Sistema Central.

Durante los meses del período seco, que corresponden a los cinco primeros y a los dos últimos del año, las necesidades de energía del Sistema

^{2/} Estos valores son ligeramente mayores que los obtenidos en el estudio de Harza Engineering Company en 1961.

Cuadro 8

NECESIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL SISTEMA CENTRAL
 DE EL SALVADOR, 1961-1972

Año	Producción de energía (Millones de kWh)	Demanda máxima en plantas generadoras (MW)	Producción de energía, plantas CEL y vapor CAESS (Millones de kWh)	Tasa anual de crecimiento (Producción CEL y vapor (CAESS) (Porcentaje)	Demanda máxima en plantas generadoras CEL (mW)
1961	265.9 ^{a/}	60.2	209.9 ^{a/}		49.0
1962	293.0	66.9	238.0	13.3	58.4
1963	325.0	74.2	270.0	13.3	65.7
1964	361.0	82.4	306.0	13.2	73.9
1965	401.0	91.5	346.0	13.1	83.0
1966	445.0	101.5	390.0	12.5	93.0
1967	496.0	112.8	439.0	12.4	104.3
1968	548.0	125.1	493.0	12.3	116.6
1969	609.0	139.0	554.0	12.2	130.5
1970	676.0	154.3	621.0	11.8	145.8
1971	750.0	171.2	695.0	11.7	162.7
1972	832.0	190.0	777.0	11.5	181.5

a/ Valores reales registrados.

/Central

Central son mayores que en los meses del período de lluvias. Este mayor consumo de energía eléctrica se origina en la coincidencia del período seco con el de recolección de cosechas y funcionamiento de beneficios de café, ingenios de azúcar, desmotadoras de algodón y otras instalaciones que usan equipos operados eléctricamente. Además, se produce un aumento en la actividad comercial e industrial como consecuencia del mayor volumen de salarios pagados por la recolección de cosechas y por la preparación de terrenos para nuevas siembras de cultivos temporales.

La producción de las plantas de energía eléctrica del Sistema durante los períodos seco y de lluvias de 1959 a 1961 en millones de kWh, fueron los siguientes:

Años	Total	Producción		Relación entre producción del período seco y el de lluvias
		Período seco	Período de lluvias	
1959	227.5	135.5	92.0	1.47
1960	248.6	148.2	100.4	1.49
1961	265.9	159.6	106.3	1.50
Total	<u>742.0</u>	<u>443.3</u>	<u>298.7</u>	<u>1.49</u>

La relación entre la producción requerida en el período seco y el de lluvias se ha mantenido prácticamente constante en un valor cercano a 1.5. Es decir, que la producción promedio mensual del primero es 7.3 por ciento más alta que la del segundo.

Las demandas de potencia máxima en período seco y de lluvias varían prácticamente en la misma relación que las producciones. En 1961, el promedio de las demandas máximas fue 6.7 por ciento mayor en los meses secos que en los de lluvia. Únicamente diciembre difiere de los promedios anteriores, en que alcanza una desviación máxima de 10.5 por ciento, en lo que a

/potencia se

potencia se refiere y constituyen la característica más saliente de las variaciones mensuales de la curva de necesidades de potencia y energía (cuadro 9).

En cuanto a las variaciones semanales de las necesidades de potencia y energía éstas se mantienen prácticamente constantes para todos los días, excepto sábados y domingos que a la vez que reflejan una menor actividad industrial y comercial, señalan una disminución apreciable de la carga residencial y la de los organismos de gobierno. Los jueves se nota generalmente un pequeño aumento sobre los valores promedios por una mayor actividad comercial.

La curva de carga diaria típica (lámina 3) corresponde al tipo de carga conectada al sistema. Hasta las 6 de la mañana, en que se inician las actividades normales de la colectividad, la carga se mantiene prácticamente constante en un valor cercano al 45 por ciento de la demanda máxima del día. A las 12 horas se alcanza el máximo de mediodía —83 por ciento— producto de la coincidencia de la carga residencial y de la industrial. El máximo diario es entre las 19 y las 20 horas, al coincidir la carga residencial y el alumbrado público con parte de la carga industrial que opera en forma continua. El valor mínimo se produce a las 24 horas cuando la carga consiste fundamentalmente en alumbrado e industria continua.

La forma de la curva de carga es semejante tanto en el período de lluvias como en el período seco variando las coordenadas proporcionalmente con las demandas máximas diarias. El factor de carga de la curva típica es del 66 por ciento.

Para efectos de este estudio se ha supuesto que todas las anteriores variaciones de la curva de necesidades se mantendrán en el período 1961-1972, puesto que no se preven cambios fundamentales en la estructura de consumo.

C. Sistema Central de Honduras

1. Evolución del mercado y determinación de las necesidades de potencia y energía para el período 1961-1972

Las zonas más desarrolladas en Honduras son, por una parte, la región de la Costa Norte y zonas tributarias (Occidente) y, por otra, la región central alrededor de Tegucigalpa.

Cuadro 9

SISTEMA CENTRAL DE EL SALVADOR: VARIACIONES TÍPICAS MENSUALES
DE REQUERIMIENTOS DE POTENCIA Y ENERGIA, 1961

(Valores referidos al mes de diciembre = 100)

Mes	Generación requerida (En plantas)	Potencia requerida (En plantas)	Factor de carga mensual (Por ciento)
Enero	95.5	89.4	62.0
Febrero	87.5	89.3	63.0
Marzo	95.3	89.5	64.0
Abril	89.5	89.4	60.5
Mayo	90.7	86.2	61.7
Junio	86.7	85.7	61.2
Julio	87.5	81.3	62.7
Agosto	86.0	81.3	61.6
Septiembre	82.4	86.8	57.6
Octubre	87.2	88.6	57.4
Noviembre	86.6	89.5	58.3
Diciembre	100.0	100.0	58.2

La Costa Norte comprende los valles de los ríos Ulúa y Chamalecón, desde el Lago Yojoa hasta la costa del Atlántico, y desde la frontera con Guatemala hasta el puerto de Trujillo. Es la zona agrícola más importante y en ella se encuentran, además de las plantaciones bananeras de la Tela Railroad Co. y de la Standard Fruit Co., las plantaciones de caña de azúcar propiedad, en su mayor parte, de la United Fruit Co. Un gran porcentaje del café y el tabaco se cultiva en los pequeños valles de la cuenca superior del Ulúa y del Chamalecón. El almacenamiento, proceso y comercio de estos productos se realiza principalmente en San Pedro Sula. Las frutas, verduras, y legumbres para consumo local y para la exportación constituyen parte importante de la producción agrícola de la región y la ganadería de carne y leche ha alcanzado un apreciable desarrollo.

En esta zona están localizadas importantes concentraciones de población^{3/} y en ella se origina uno de los más altos ingresos del país. Además de disponer de las facilidades portuarias que tiene para su comercio exterior, las vías interiores de comunicación —ferrocarriles en las zonas bananeras y una red de carreteras que está en pleno desarrollo— facilitan la comunicación entre las principales ciudades de esta región y entre éstas y la zona central. La apertura de las carreteras contempladas dentro del Plan Vial Centroamericano ligarán a esta importante región con el Occidente de El Salvador; así como con el Oriente y la zona de Zacapa y Chiquimula en Guatemala, lo que facilitará el comercio de esta región con los mercados de esos dos países.

Gran número de industrias se han instalado en esta zona, destacando, entre otras, las fábricas de cemento y de cerveza, los ingenios azucareros, los beneficios de café y las instalaciones de productos alimenticios. Cerca del lago Yojoa, en la zona de El Mochito, se desarrollan importantes actividades mineras por parte de la Rosario Mining Co.

3/ Censo de Población, 1961, San Pedro Sula, 58 126 habitantes; La Ceiba, 24 868; Puerto Cortés, 17 412; Tela, 13 408 y El Progreso 13 779.

La región central comprende Tegucigalpa y sus alrededores, además del valle de Comayagua y pueblos circunvecinos.^{4/} Es una región agrícola relativamente desarrollada, donde se cultivan gran variedad de productos, con las limitaciones que presupone la fertilidad de sus suelos y la escasa lluvia. El resto del país se ha concentrado fundamentalmente en la producción agrícola para el autoconsumo y en la explotación de bosques.

Ha sido en las regiones de la Costa Norte y Central en donde se ha desarrollado con mayor intensidad la industria eléctrica en Honduras. En efecto, la capacidad instalada en dichas zonas es de 23.4 y 9.8 MW, respectivamente, mientras que en el resto del país, alcanza solo a 2.0 MW.

El grado de electrificación alcanzado por Honduras es el menor de Centroamérica. En 1961 la capacidad instalada por habitante fue de 18.6 vatios y la producción por habitante de 54 kWh, valores que corresponden, aproximadamente, a la mitad de los promedios para Centroamérica. Las razones principales que han producido esta situación, son las siguientes: dispersión de los mercados, escasez de medios de comunicación apropiados, especialmente en carreteras, falta de un plan de electrificación nacional y ausencia de una política reguladora de la industria eléctrica del país. Esos factores han producido insuficiencia en la oferta de energía, en especial de capacidad generadora; baja calidad del servicio, originada en gran parte por las condiciones de las redes de distribución; y el alto nivel de precios de la energía, que han restringido el consumo y fomentado el autoabastecimiento de las industrias.

La creación de la ENEE^{5/} en 1957, fue el primer paso para mejorar las condiciones de suministro de electricidad en el país. Inició de inmediato un plan de mejoramiento de la red de distribución de Tegucigalpa y adicionó mayor capacidad generadora para abastecerla, lo que permitió que la producción de energía dedicada a esa ciudad aumentara de 12 millones de kWh en 1956 a 26 millones en 1961, lo que representa una tasa anual de crecimiento del 16.4 por ciento. Este mejoramiento en el suministro coincidió con una disminución en las tarifas eléctricas que se pagaban en 1955, no obstante que los niveles resultantes aún son de los más altos de la región.

^{4/} Censo de Población, 1961: Tegucigalpa, 133 887 habitantes; Comayagua, 8 456 y Siguatepeque, 5 770.

^{5/} Sustituyó a una dependencia del Ministerio de Fomento, que era encargada del suministro de agua y energía en Tegucigalpa.

La ENEE continuó los estudios iniciados para dar solución al problema de falta de capacidad generadora en el país y a tratar de desarrollar fuentes de energía de bajos costos de producción. Para esto era necesario construir plantas hidroeléctricas capaces de abastecer el mercado más importante de Honduras, reagrupar las zonas de la Costa Norte y Central por medio de un sistema interconectado y desarrollar los recursos del Lago Yojoa-Río Lindo. La ENEE logró que las empresas operadoras en la Costa Norte se comprometiesen a comprar la energía que se producirá en Cañaverál —la primera planta de ese desarrollo— y obtuvo de los organismos internacionales de crédito el financiamiento de las obras que forman ese proyecto, en condiciones muy favorables. Los planes financieros exigen, en los años de construcción, niveles tarifarios semejantes a los actuales, y una vez en operación Cañaverál, el inicio de una reducción paulatina de las mismas hasta llegar en 1969 a niveles promedios en las tarifas al detalle parecidos a los vigentes de El Salvador. De no imponerse a la ENEE mayores obligaciones financieras con el fin de extender la electrificación a nuevas zonas, pueden preverse reducciones aun mayores en los precios de la energía, con el consiguiente aumento en el consumo y el desenvolvimiento más acelerado de la economía, ya que las altas tarifas han sido factor limitante al desarrollo de la industria eléctrica en Honduras.

En San Pedro Sula y sus alrededores el servicio eléctrico ha estado a cargo de una empresa privada, que ha operado sin regulación estatal. Honduras no tiene establecido un organismo regulador de la industria eléctrica. El servicio es de calidad aceptable, con disponibilidad más o menos adecuada de capacidad generadora, aunque siempre prevalece el aspecto restrictivo de las altas tarifas que no guardan relación con la inversión real del sistema. Además, como ha sido práctica que las ganancias se retiren en un alto porcentaje, la red de distribución adolece de deficiencias que aumentan las pérdidas de energía y desmejoran la calidad del servicio. En el período 1956-1961 la producción aumentó de 7.5 a 12.7 millones de kWh, o sea a una tasa promedio del 11 por ciento, valor que es inferior al registrado en Tegucigalpa en ese mismo período.

/El precio

El precio promedio de la energía eléctrica en Tegucigalpa fue de 7.20 centavos de dólar por kWh en 1961, incluyendo el alumbrado público de la ciudad cuyo costo se recarga a todos los consumidores de la ENEE. En San Pedro Sula el precio promedio fue de 7.50 centavos de dólar, a pesar de que se cobra el valor de la energía usada en alumbrado público a la Municipalidad. Lo anterior demuestra la importancia de las tarifas eléctricas, su estructura y nivel, en el desarrollo de los mercados eléctricos. En el caso de la Public Utilities Corporation de San Pedro Sula no se conoce, al momento de efectuarse este estudio, de un plan específico de reestructuración de las tarifas ni reducción de niveles. Sin embargo, recientemente la ENEE ha iniciado gestiones para adquirir las instalaciones de esa empresa, haciéndose cargo de la distribución de energía en esta importante región. La fusión de ambas empresas tenderá a mejorar la condición financiera de la ENEE y favorecerá la zona de San Pedro Sula con la posible reducción de sus tarifas que permitiera la nueva situación financiera de la ENEE.

La estructura de consumo de los sistemas ENEE - Public Utilities Co. en 1961 muestra que el 43.7 por ciento de la producción corresponde al sector residencial y comercial; el 20.2 por ciento al industrial; el 14.9 por ciento a alumbrado público, dependencias del gobierno y municipios; y el 21.2 por ciento a pérdidas de transmisión y distribución, (cuadro 10). En ese mismo año el porcentaje de la población de Tegucigalpa, San Pedro Sula y sus alrededores que cuenta con servicio eléctrico es apenas el 56 por ciento del total. Esta cifra indica el consumo potencial del sector residencial que podría ser atraído al mercado si las tarifas eléctricas tuvieran un nivel más bajo.

Los clientes industriales son establecimientos de tamaño mediano o pequeño con un consumo medio de energía relativamente bajo. El consumo industrial real es mucho mayor pero en gran parte no se suple de energía de las empresas de servicio público por lo elevado de su precio.

El mejoramiento de los servicios eléctricos y la reducción de tarifas que se espera en los próximos años harán crecer el consumo de energía a un ritmo mucho mayor que el registrado en el período 1956-1961. En efecto,

Cuadro 10

UTILIZACION DE LA ENERGIA ELECTRICA EN LOS SISTEMAS DE LA ENEE (TEGUCIGALPA)
Y LA PUBLIC UTILITIES CORP.(SAN PEDRO SULA), 1961

Clase de consumo	Consumidores ^{a/} (Número)	Consumo (Miles de kWh)	Por ciento de la producción total	Ingreso venta de energía (Miles de dólares)	Consumo medio por consumidor (kWh)	Ingreso medio por kWh (Centavos de dólar)
Residencial v co- mercial	20 785	16 793	43.7	1 544	807	9.19
Industrial ^{b/}	588	7 764	20.2	455	13 204	5.86
Alumbrado público		2 050	5.3	32 ^{c/}		1.53
Dependencias de Go- bierno y Municipios	423	3 666	9.6	126	8 666	3.45
Total	<u>21 796</u>	<u>30 273</u>	<u>78.8</u>	<u>2 152</u>	<u>1 389</u>	<u>7.12</u>
Pérdidas de trasmis- ión y distribución		8 120	21.2			
Total producción		<u>38 393</u>	<u>100.0</u>			

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica

a/ Promedio del año.

b/ Incluye consumo propio de las empresas, que no se cobra.

c/ La energía consumida en el alumbrado eléctrico de Tegucigalpa no se cobra.

/satisfará

satisfará una demanda acumulada considerable y alimentará importantes cargas industriales autoabastecidas.

Se estima que una vez concluida esta etapa que cubrirá el año 1964 y parte de 1965, el crecimiento de las necesidades de energía en esta zona tenderá a estabilizarse en un valor del 9 por ciento anual. La estructura tarifaria que se implante podrá hacer variar sustancialmente esta estimación.

En 1962 el consumo estimado de energía para ENEE--Public Utilities Co. representó el 56 por ciento del mercado total que formará el Sistema Central de Honduras. El resto de energía que producirán desde 1964 las plantas generadoras de la ENEE, será vendida fundamentalmente a la Tela Railroad Co., a la fábrica de cemento El Bijao y a los ingenios de azúcar; además, suplirá el consumo de la región del Mochito, incluyendo las necesidades de la Rosario Mining Co.

Gran parte de la producción actual de las tres plantas diesel de la Tela Railroad Co., ubicadas en La Ceiba (2 800 kW), Puerto Cortés (1 500 kW) y Tela (1 500 kW), será reemplazada con energía de Cañaveral, la cual deberá ser vendida a un precio menor que los costos actuales de operación de sus plantas térmicas. En 1961 estas plantas produjeron 20.5 millones de kWh. La fábrica de cemento El Bijao, localizada entre San Pedro Sula y Puerto Cortés, produce su propia energía en una planta diesel-eléctrica de 4.7 MW de capacidad. Sus necesidades para 1962 se estimaron en 6 millones de kWh. Esta fábrica comprará energía a la ENEE a un precio inferior al del costo de operación y mantenimiento de su planta. Los ingenios azucareros, cercanos a San Pedro Sula, que tienen una capacidad instalada en plantas de vapor de 1.8 MW pareciera que también están dispuestas a comprar energía a la ENEE a un precio menor al de sus costos de operación y mantenimiento. La región del Mochito está localizada a 18 km. de la planta de Cañaveral. La Rosario Mining Co., principal consumidor potencial de esa región, produce su propia energía en una planta hidroeléctrica de 600 kW y otra diesel de 1 030 kW. Esta empresa está dispuesta a reemplazar la producción de su instalación diesel, por energía comprada a la ENEE y generada en Cañaveral.

/Las necesidades

Las necesidades de energía del Sistema Central, en subestación reductora, han sido estimadas por la ENEE en 78.5 millones de kWh para 1962 y en 110 millones en 1964. Esta última será posible inmediatamente después de iniciar operaciones Cañaverál, siempre y cuando se arreglen satisfactoriamente los aspectos relativos a los precios de venta al por mayor, (cuadro 11).

La ENEE estima que las necesidades totales de energía del Sistema crecerán a una tasa anual de 9 por ciento, una vez satisfecha la demanda acumulada y atraída la "carga cautiva" de las industrias autoabastecidas. El hecho de que los niveles tarifarios puedan ir descendiendo en los próximos años, por lo menos en donde distribuye energía la ENEE, puede afectar en mayor grado esta estimación, si paralelamente se reestructuran las tarifas. A pesar de esto, es probable que un alto porcentaje de consumidores en potencia no puedan ser abastecidos por razones de ingreso. Parece conveniente que este problema, junto con el que presenta la sustitución de otros combustibles usados en la región por la electricidad, debe ser analizado como parte de un estudio total del sector energía. De la misma manera, un mejor conocimiento de la elasticidad de la demanda con respecto al precio y al ingreso, ayudarían a obtener proyecciones mejor sustentadas en el futuro.

La estimación de las necesidades de potencia máxima anual se ha hecho considerando que el factor de carga anual del Sistema tiende a disminuir al estabilizarse algunos consumos de alto factor de carga, como el de las Minas de Mochito. Los factores de carga para 1964 y 1965 fueron determinados por la ENEE a base de un análisis de los factores individuales de cada uno de los consumidores y empresas que se abastecerán de energía del proyecto Cañaverál, (cuadro 11).

Las estimaciones de energía y potencia del Sistema Central para 1972 ascienden, en su orden, a 240 millones de kWh y 49.8 MW (cuadro 12 y lámina 3). Se estima que estos valores son conservadores y que las necesidades del Sistema podrían ser mayores, según sea la política de precios que se establezca en el futuro, el ritmo alcanzado por los planes de desarrollo, y el mejoramiento de los niveles de ingreso.

Cuadro 11

SISTEMA CENTRAL HONDURAS: ESTIMACION DE NECESIDADES DE ENERGIA
 EN SUBESTACION POR EMPRESAS O REGIONES, 1962, 1964 Y 1965

Empresa o región	Energía requerida en subestación de entrega (Miles de kWh)			Factor de carga anual
	1962 a/	1964 b/	1965	
Central (Tegucigalpa)	29 000	45 000	50 000	50
San Pedro Sula	15 000	24 000	28 000	57
La Lima	12 500	14 000	14 000	51
Mochito ^{c/}	12 000	15 000	15 000	70
El Bijao ^{d/}	6 000	7 000	8 000	55
Puerto Cortés	4 000	5 000	6 500	65
Total Sistema Central	<u>78 500</u>	<u>110 000</u>	<u>121 000</u>	
Energía neta planta gene- radora		115 000	127 000	
Factor de carga anual (Porcentaje)		60	60	
Demanda máxima anual en plantas generadoras (mW)		21.8	24.2	

a/ Sistema aún no interconectado.

b/ Año en que se forma el Sistema Central.

c/ Incluye necesidades de la empresa minera, Rosario Mining Co. y pueblos circunvecinos.

d/ Fábrica de cemento.

Cuadro 12

NECESIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA EN EL SISTEMA CENTRAL
DE HONDURAS, 1961-1972

Año	Producción neta requerida en plantas genera- doras (Miles de kWh)	Tasa anual de crecimiento (Por ciento)	Factor de carga anual (Por ciento)	Demanda máxima anual a plantas generadoras (mW)
1962 ^{a/}	29 400	-	50	6.7
1963 ^{a/}	36 700	25.0	50	8.4
1964 ^{b/}	115 000	-	60	21.8
1965	127 000	9.0	60	24.2
1966	138 000	9.0	60	26.3
1967 ^{c/}	157 000	13.7	59	30.3
1968	171 000	9.0	58	33.7
1969	186 000	9.0	57	37.3
1970	202 000	9.0	56	41.2
1971	220 000	9.0	55	45.6
1972	240 000	9.0	55	49.8

a/ Incluye sólo el Distrito Central, Tegucigalpa.

b/ Interconexión de la costa norte, inicio de operación de Cañaveral.

c/ Interconexión de Comayagua, Siguatepeque y otras poblaciones que suponen necesidades de producción adicionales de 7 millones de kWh en 1967.

2. Variaciones estacionales, mensuales y diarias de los requerimientos de potencia y energía del Sistema Central

Durante 1961 las necesidades de energía del Sistema en el período seco fueron 1.33 veces mayores que en el de lluvias. Esto equivale a un consumo promedio de 5 por ciento más alto en los meses lluviosos, aunque la demanda máxima mensual de potencia y energía ocurre en diciembre (período seco). La demanda máxima del mes de diciembre y la energía requerida en ese mes fueron 5 por ciento mayores que los correspondientes al promedio del período de lluvias. La mayor actividad comercial de ese mes es la causa de esta mayor demanda. Seguidamente puede apreciarse las variaciones ocurridas en el resto de los meses.

VARIACIONES DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA - 1961

(Referidas al mes de diciembre - 100)

Mes	Necesidades de energía eléctrica	Mes	Necesidades de energía eléctrica
Enero	85.6	Julio	94.0
Febrero	81.3	Agosto	96.8
Marzo	87.5	Septiembre	93.3
Abril	85.6	Octubre	94.5
Mayo	88.4	Noviembre	94.5
Junio	88.4	Diciembre	100.0

Durante la semana los días de más bajo consumo son el sábado y domingo, pues disminuye la actividad comercial e industrial.

La curva típica de carga diaria tiende a mantener la misma forma durante los días de máxima demanda semanal, tanto en el período seco como en el de lluvias. Esta curva típica ha sido formada integrando los valores de potencia horaria de los diversos sistemas que actualmente operan en forma aislada, (lámina 3). Esta curva muestra algunas particularidades que la hacen

/diferente a

diferente a la del sistema salvadoreño, especialmente los picos de las 10 horas y de las 15 horas, que ascienden a 82 por ciento de la demanda máxima.

El pico máximo del día ocurre, como en el Sistema Central de El Salvador, entre las 19 y 20 horas al coincidir el alumbrado público con la carga residencial y la industrial continua. El factor de carga diario de la curva típica es del 67 por ciento.

No se prevén a corto plazo posibles cambios en la curva de necesidades de potencia y energía y en este estudio se ha supuesto que durante el período 1961-1972 no ocurrirán variaciones apreciables en los valores determinados.

IV. RECURSOS PARA LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

A. Recursos para la producción de energía eléctrica en El Salvador

Los recursos más importantes de que dispone El Salvador para la producción de energía eléctrica son los hidráulicos. No se conoce de la existencia de recursos minerales económicamente explotables y, por otra parte, se encuentran en la fase preliminar los estudios para determinar la existencia de un potencial de energía geotérmica susceptible de aprovechamiento en la región de Ahuachapán. Las limitaciones en el área de tierra cultivable y una larga estación seca propician la utilización de las aguas para el riego como medio de aumentar la productividad agrícola. Estos dos factores han sido determinantes para el establecimiento de un plan acelerado de evaluación de los recursos hidráulicos, que ha desarrollado El Salvador desde 1942, y que se ha concentrado en las zonas que ofrecen mejores posibilidades.

Los principales ríos susceptibles de desarrollo para la producción de energía en El Salvador son: el Río Lempa, el Paz y el Grande de San Miguel. Los dos primeros son ríos internacionales y sirven de frontera con otros países en parte de su curso.

El río Lempa es el mayor y el que ofrece mejores posibilidades para su desarrollo tanto en la producción de energía como en su utilización para el riego. El río Grande de San Miguel, aunque muestra perspectivas menos halagadoras para la producción de electricidad, ofrece posibilidades de interés en combinación con proyectos de riego. Las obras de producción de energía que podrían desarrollarse en el río Paz, permitirían además controlar las inundaciones de las tierras bajas y acumular agua durante el período de lluvias para su utilización en la agricultura durante la época seca. Otros ríos ofrecen posibilidades de aprovechamiento en menor escala y algunos de ellos han sido utilizados con plantas hidroeléctricas y con proyectos privados de riego.

En 1942 la Comisión Nacional de Energía inició la recolección sistemática de datos de caudales en el Río Lempa. Posteriormente han participado en este programa varios organismos nacionales encargados del aprovechamiento de las aguas para diversos fines. Entre estos se

/destacan

destacan el Ministerio de Obras Públicas, interesado en problemas de control de avenidas y suministro de agua potable; el Departamento de Ingeniería Agrícola del Ministerio de Agricultura, en proyectos de utilización de las aguas para riego; y especialmente la Comisión Ejecutiva del Lempa que, desde 1945 y continuando los trabajos de la Comisión Nacional de Energía, mantiene un programa permanente de evaluación de esos recursos. El programa de la CEL se ha centrado en la evaluación de las posibilidades de aprovechamiento de las aguas del Lempa y Grande de San Miguel. Para ejecutar la evaluación general de esos recursos y de los proyectos específicos de desarrollo, la CEL ha contado con el asesoramiento técnico de firmas de ingenieros consultores internacionales.

El río Lempa es el más importante de los ríos del Istmo Centroamericano que desembocan en el Océano Pacífico. Su potencial hidroeléctrico, económicamente aprovechable, se estima en algo más de 500 MW a 50 por ciento de gastos de carga. Esto representaría el 84 por ciento del potencial económicamente utilizable conocido de El Salvador. El cauce principal nace en Honduras (lámina 4) y penetra a territorio salvadoreño por la parte noroeste del país, a una elevación de 700 metros sobre el nivel del mar. Después de recorrer 50 km hacia el suroeste, recibe las aguas del río Desagüe, que constituye la salida natural del lago de Güija. A través de este último cruza la línea fronteriza entre Guatemala y El Salvador, y recibe las aguas del río Grande de Mita, cuya cuenca está en territorio guatemalteco. Desde su confluencia con el río Desagüe, el río Lempa cambia la dirección general de su curso hacia el este, y recorre territorio salvadoreño por una distancia aproximada a los 144 kms. En esta parte recibe numerosos afluentes, entre los que destacan, por su margen izquierdo, el Sumpul y, por la derecha, el Sucio y el Acelhuate. Todo este recorrido, desde que cruza la frontera con Honduras hasta la elevación de 100 metros, recibe el nombre de Alto Lempa y es a la sección que se le ha dado mayor importancia en las evaluaciones realizadas. A partir de dicha elevación, el río sirve de frontera con Honduras por una distancia de unos 33 km, hasta la confluencia con el río Torola.

/El río Torola

El río Torola nace en territorio salvadoreño, en el Departamento de Morazán, y después de recorrer 60 km hacia el oeste, en dirección opuesta al río Lempa se une a éste y es su principal afluente. El río Torola sirve de frontera con Honduras en los 25 km últimos de su recorrido para unirse con el Lempa. En este punto, el río Lempa cambia su dirección hacia el suroeste hasta desembocar en el Océano Pacífico. Unos 55 km antes de su desembocadura, el valle del río, que es en general estrecho, se abre formando las fértiles llanuras del Bajo Lempa, sujetas en su parte más baja a inundaciones periódicas por las aguas altas de este río. Las únicas zonas de consideración de la cuenca susceptibles de ser regadas, a base de proyectos de cierta magnitud, se localizan en esta parte. También presenta posibilidades la parte alta de algunos afluentes de la margen izquierda, especialmente el río Sucio en la región de Zapotitán.

La hidrología de este río, como la de muchos ríos salvadoreños, es poco favorable. El régimen de lluvias y las características propias de la cuenca hacen que se reduzca mucho su caudal durante el período seco, mientras que en la época de lluvias éstos aumentan considerablemente. En el sitio de presa de la planta "5 de Noviembre", el caudal de época seca desciende normalmente hasta 20 metros cúbicos por segundo y se han registrado máximos del orden de 15 000 m³. Además es baja su pendiente media, lo que determina que el tipo de desarrollo más adecuado para el aprovechamiento de esta clase de ríos en la producción de energía sea la construcción de presas de cierta altura que crean su propia caída utilizable, con la casa de máquinas al pie de presa y formando un embalse apreciable que permite acumular agua para utilizarla en los meses de sequía. El cañón del Lempa ofrece numerosos sitios a lo largo de su curso para la construcción de presas económicas.

La CEL ha concentrado sus esfuerzos en el Alto Lempa, sección comprendida desde el punto en que el río sirve de frontera con Honduras hasta que penetra en territorio hondureño. Estos estudios, que se concentraron originalmente en los sitios El Guayabo, El Silencio y en el aprovechamiento

/del río

del río Desagüe, condujeron a la construcción del primer desarrollo en el Lempa, el proyecto "5 de Noviembre", que cuenta actualmente con una capacidad instalada de 60 MW con un costo aproximado de 21 millones de dólares. También ha conducido a la del proyecto de Guajoyo, aprovechando el río Desagüe, que se encuentra actualmente en construcción.

La CEL ordenó posteriormente un estudio completo de esta sección del río, con el fin de determinar otras posibilidades de desarrollo y establecer el programa más favorable de construcción de plantas para abastecer el mercado salvadoreño.^{1/} El potencial hidroeléctrico económicamente utilizable de esta sección, excluyendo la planta "5 de Noviembre", se estima en 215 MW y se desarrollaría en cinco proyectos escalonados que aprovechan la diferencia de elevación entre el lago Güija y la planta "5 de Noviembre". Aguas arriba de la unión de los ríos Lempa y Desagüe, se abren posibilidades de desarrollar varios proyectos más, cuya justificación económica depende de que se pudiera realizar el proyecto de Citalá, que inundaría parte del territorio hondureño.

La capacidad instalada final de cada uno de los cinco proyectos localizados entre el lago Güija y la planta "5 de Noviembre", oscila entre 80 y 15 MW y su costo total de desarrollo se estima en casi 110 millones de dólares, con un costo promedio de construcción de 510 dólares por kW instalado, incluyendo las líneas de transmisión que en cada caso llevarían la energía a los centros principales de consumo. Los proyectos incluidos, son los siguientes:

Nombre del Proyecto ^{a/}	Capacidad en MW	Costo de construcción (Miles de dólares)
Guajoyo	15	5 360
Zapotillo (Elevación, 430)	75	48 480
Paso del Oso (Elevación 330)	30	12 280
Astillero (Elevación 295)	15	10 760
Silencio (Elevación 235)	80	32 760
Total	<u>215</u>	<u>109 640</u>

^{a/} Elevación de la cresta de la presa en su etapa final, en metros sobre el nivel del mar.

^{1/} "Desarrollo hidroeléctrico del Alto Lempa". Efectuado por Harza Engineering Co., y Prieto y Perla, Ingenieros, 1960

Estos proyectos tienen la ventaja de guardar relación con los requerimientos actuales de energía del Sistema sin producir demandas financieras desproporcionadas al desarrollo alcanzado por la CEL hasta la fecha. Incluye aquéllos que resultan de un tamaño desproporcionado para las necesidades actuales del Sistema (Zapotillo y El Silencio) pueden ser desarrollados en etapas, aunque la primera de ellas absorba una inversión proporcionalmente más elevada, ya que debe soportar el recargo de la mayor parte de las inversiones en obra civil, especialmente la presa y las obras de excedencias. Lo anterior ha sido la causa principal de que estos proyectos sean la base del programa de adiciones en generación que la CEL desarrollará en los próximos 10 años.

Además de los estudios anteriores, la CEL ha efectuado en 1961 un examen preliminar de las posibilidades de desarrollo del Bajo Lempa^{2/}, que no ha sido llevado hasta el mismo grado de profundidad como en el caso del Alto Lempa. Este estudio confirma las posibilidades de aprovechamiento existentes en esta zona, en los sitios La Gloria, El Tigre y La Pintada. Algunas de las alternativas de estos sitios son excluyentes entre sí y casi todas ellas constituyen proyectos internacionales, ya que podrían inundar territorio hondureño o tendrían además un estribo de su presa en territorio de ese país. La capacidad final instalada en estos proyectos oscila entre 125 y 250 MW y su costo por kW instalado es más bajo que el de la mayor parte de los proyectos del Alto Lempa, a pesar de haber sido determinado en forma bastante preliminar y conservadora.

Los proyectos comprendidos en la sección inferior del Bajo Lempa parecen ser bastante atractivos, aunque su tamaño los haga menos favorables, para su desarrollo a corto plazo, que los del Alto Lempa. Un mercado más desarrollado que el actual, que exigiera adiciones de generación mayores, haría posible su construcción para lo cual se requeriría de oportunos planes coordinados con Honduras y acelerar el estudio de las diversas alternativas.

^{2/} "Bajo Río Lempa, Desarrollos hidroeléctricos La Gloria y El Tigre", Harza Engineering Co. y Prieto y Perla, Ingenieros, 1961.

La CEL ha estudiado el aprovechamiento de las aguas del río Grande de San Miguel^{3/} como un proyecto mixto para producir energía y regar cerca de 23 mil hectáreas. El estudio confirma la factibilidad del proyecto, aunque el costo de la energía producida es más elevado que el de las plantas del Alto Lempa. La adición total de capacidad generadora contemplada en dos plantas es de 30 MW y el costo de riego anual por hectárea sería de 73 dólares. Posteriormente la CEL efectuó un estudio, a cargo de la misma firma consultora, para evaluar las posibilidades de riego en el Bajo Río Grande de San Miguel. En este caso, se tuvo como propósito determinar la posibilidad de utilizar las aguas subterráneas con ventaja respecto de las superficiales. Este estudio se encuentra en la etapa de perforación de pozos de prueba. El Fondo Especial de las Naciones Unidas ha financiado parte de esta investigación, que ahora ha sido encargada al Ministerio de Agricultura.

Alternativamente la CEL ha estudiado la posibilidad de trasladar, a través de un túnel, aguas de la cuenca alta del río Torola al río San Miguel aumentando así el agua disponible para la producción de energía y riego. Se prevé la instalación de 40 MW en tres plantas generadoras con una inversión de 18 millones de dólares, con costos de producción equivalentes a los del Alto Lempa. La inversión en riego, 30 mil hectáreas, requerida para complementar este proyecto es de 29.2 millones de dólares y requiere condiciones de crédito especiales para que pueda realizarse. Este es un estudio de tipo preliminar y su desarrollo demandaría posiblemente, lograr acuerdos de carácter internacional.

Otros proyectos de riego estudiados por el Ministerio de Agricultura han probado ser más económicos que los ya citados. Este es el caso de Zapotitán y los incluidos en el llamado plan de "Pequeña Irrigación".

^{3/} Efectuado por la firma consultora Tippetts-Abbet-Mc Carthy-Stratton de los Estados Unidos.

En el río Paz no se han efectuado evaluaciones equivalentes a las de Lempa y Grande de San Miguel.

B. Recursos para la producción de energía eléctrica en Honduras

Los recursos hidráulicos, muy abundantes en Honduras, constituyen la reserva de mayor importancia para la producción comercial de energía eléctrica. Las exploraciones petroleras aún no han determinado la existencia de hidrocarburos ni otros combustibles minerales en el país.

Los recursos hidráulicos de Honduras no son tan conocidos como los de El Salvador, pues los programas de evaluación han sido de menor alcance y fueron iniciados formalmente en fecha posterior.

Honduras es rica en recursos hidráulicos, especialmente en la vertiente Atlántica, que goza de un régimen de lluitar más favorable que en el Pacífico. Sus ríos más importantes desde el punto de vista de posible utilización en la producción de energía son el Ulúa, el Lempa, el Chamelecón, el Coco o Segovia, el Aguán y el Choluteca. Como se ha dicho anteriormente, el Lempa y su afluente el Torola, sirven de frontera con El Salvador; el Coco o Segovia de frontera con Nicaragua. El Choluteca lo es también con este último país en una pequeña sección. Los ríos del Pacífico y de la zona del valle de Comayagua posiblemente tendrían utilización en riego por las condiciones de lluvias de esas regiones.

La mayor parte de los esfuerzos realizados en este campo se han concentrado dentro de la cuenca del Ulúa, en la sección que incluye el lago Yojoa y el río Lindo. Desde 1943 la Tela Railroad Company inició estudios de recolección de datos de lluvia, medición de caudales y sondeos en el lago.

El Servicio Hidrométrico Nacional del Departamento de Irrigación de la Secretaría de Recursos Naturales inició un programa de medición de caudales y evaluación preliminar de esos recursos en 1954, cubriendo los ríos más importantes del país y orientado principalmente hacia su utilización en riego. Este Servicio, que funcionó hasta 1957, recopiló los datos de caudales de los ríos más importantes, los cuales han sido de mucha utilidad en las evaluaciones realizadas posteriormente y que se han centrado en el desarrollo del lago Yojoa-Río Lindo, una de las fuentes potenciales de producción de energía más favorables del Istmo Centroamericano.

/El Ministerio

El Ministerio de Fomento inició los estudios formales de evaluación de este recurso en 1956, que fueron luego continuados por la ENEE, usando los servicios de una firma consultora internacional en su realización.^{4/} La evaluación total de este desarrollo comprobó la bondad del mismo, que permitirá desarrollar una capacidad total del orden de 168 MW. El esquema planeado para su desarrollo utilizará el lago como un almacenamiento natural, a base de la construcción de obras de muy baja inversión. A éste se agregan las aguas del río Tepemechín por medio de una presa de derivación y se aprovechan a través de una caída total de 545 metros, a lo largo de 15 km sobre el Río Lindo. Las aguas de este río son a su vez utilizadas en la producción de energía en tres proyectos hidroeléctricos escalonados: la planta de Cañaveral, la de San Buenaventura y la de Río Lindo (lámina 5). El total de la inversión necesaria para desarrollar los primeros 130 MW es de 34 millones de dólares con un costo promedio por kW instalado de 264 dólares, sin incluir las obras de transmisión. Este costo es de los más bajos conocidos para obras hidroeléctricas de esta escala.

El desarrollo del potencial del lago Yojoa-Río Lindo, es capaz de abastecer las necesidades de energía a ese sistema en el período 1964-1972.

^{4/} Harza Engineering Co.

V. DESARROLLO DE LOS SISTEMAS PRIMARIOS
GENERACION -TRASMISION (1961-1972)

A. Desarrollo del sistema primario de la Comisión Ejecutiva del Lempa

1. Programa de adiciones de capacidad generadora y obras de transmisión complementarias

Las necesidades de energía y potencia que deben ser suplidas hasta 1972 por el sistema generador de la CEL y la planta de vapor de la CAESS,^{1/} demandan una instalación adicional de 135 MW en plantas generadoras, por encima de la capacidad actual (cuadro 13).

El siguiente programa de adiciones se basa fundamentalmente en la información disponible sobre los proyectos estudiados por la CEL en el Alto Lempa^{2/}.

Los datos de producción de los proyectos hidroeléctricos calculados por la CEL en 1959, con base en el año hidrológico crítico 1950-1951, año de caudales más bajos en el período seco, se han mantenido para efectos de este estudio, ya que los años hidrológicos adicionales (1960 a 1962) han sido más favorables. También se han mantenido los volúmenes de embalse y las características técnicas de los citados proyectos hidroeléctricos. Los correspondientes costos de construcción sólo han sido modificados en los proyectos que se encuentran en la fase constructiva o se inician a corto plazo, al no disponerse, para los demás, de mejor información que justificara una revisión de sus respectivos costos. En cambio, los costos de construcción de las obras de transmisión han sido totalmente revisados a la luz de las experiencias obtenidas en los últimos años por El Salvador y Honduras en obras de este tipo.

El programa de adiciones de generación para 1961-1972, que produce los resultados más económicos para el sistema de la CEL, es el siguiente:

^{1/} Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador

^{2/} "Desarrollo hidroeléctrico del Alto Lempa". Harza Engineering Co. y Prieto y Perla. 1960.

Inicio de operaciones		Adición recomendada	Capacidad instalada (MW)	Capacidad total instalada, incluyendo la planta de vapor de la CAEBS (MW)
Año	Mes			
1961	Septiembre	Hidro "5 de Noviembre", cuarta unidad (en operación)	15	65
1964	Enero	Hidro "Guaajoyo" (en construcción)	15	80
1965	Enero	Vapor Acajutla	15	95
1965	Junio	Hidro "5 de Noviembre", quinta unidad	15	110
1968	Enero	Hidro "Paso del Oso", primera unidad	15	125
1969	Enero	Hidro "El Silencio", primera y segunda unidades	40	165
1972	Enero	Hidro "El Silencio", tercera unidad	20	185
1972	Enero	Hidro "Paso del Oso", segunda unidad	15	200
1972	Enero	Embalse Zapotillo, hasta Elevación 390	-	-

El embalse de Zapotillo debe construirse con el fin de afirmar la producción del sistema de plantas hidroeléctricas —5 de Noviembre, Paso del Oso y El Silencio— ubicadas agua abajo (lámina 4).

Para efectos de este estudio, se ha considerado Acajutla como ubicación de la planta de vapor que requiere el sistema. Para esto se ha tomado en cuenta que en Acajutla está ubicada la refinería de petróleo, la cual abastecerá de combustible a la planta. Además, en esta zona hay amplias disponibilidades de agua de enfriamiento y la carga industrial, que es

Cuadro 13

EL SALVADOR: DESARROLLO DEL SISTEMA PRIMARIO (GENERACION TRASMISION) DE LA CEL, 1961-1972

E/CN.12/CCE/SC.5/11
TAO/LAT/40
Pág. 47

Referencia	Unidad	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Energía requerida Sistema Central de El Salvador en plantas generadoras	Millones kWh	266	293	325	361	401	445	494	548	609	676	750	832
.1 Período de lluvias		106	117	130	145	160	178	198	220	244	271	300	333
.2 Período seco		160	176	195	216	241	267	296	328	365	405	450	499
2. Producción plantas independientes	Millones kWh	56	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
.1 Período de lluvias		25	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
.2 Período seco		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
3. Producción requerida del sistema generador de la CEL	Millones kWh	210	238	270	306	346	390	439	493	554	621	695	777
.1 Período de lluvias (1.1 - 2.1)		82	93	106	121	136	154	174	196	220	247	276	309
.2 Período seco (1.2 - 2.2)		128	145	164	185	210	236	265	297	334	374	419	468
4. Requerimientos de potencia máxima, Sistema Central de El Salvador	mW	56.6	66.9	74.2	82.4	91.5	101.5	112.8	125.1	139.0	154.3	171.2	190.0
.1 Potencia suplida por plantas independientes		7.8	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
.2 Potencia a suplir por plantas Sistema CEL	mW	48.8	58.4	65.7	73.9	83.0	93.0	104.3	116.6	130.5	145.8	162.7	181.5
5. Demanda de potencia máxima en plantas Sistema CEL	mW	42.3	51.7	58.3	65.7	73.9	82.7	93.0	103.9	116.5	130.5	145.5	162.5
.1 Período de lluvias		42.3	51.7	58.3	65.7	73.9	82.7	93.0	103.9	116.5	130.5	145.5	162.5
.2 Período seco		48.8	58.4	65.7	73.9	83.0	93.0	104.0	116.5	130.5	145.8	162.7	181.5

Cuadro 13 (continuación)

Referencia	Unidad	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
6. Capacidad disponible CEL y vapor CAESS	mW	65	65	65	80	110	110	110	125	165	165	165	200
.1 Hidro 5 de noviembre		60	60	60	60	75	75	75	75	75	75	75	75
.2 Hidro Guajoyo		-	-	-	15	15	15	15	15	15	15	15	15
.3 Vapor CEL		-	-	-	-	15	15	15	15	15	15	15	15
.4 Hidro Paso del Oso		-	-	-	-	-	-	-	15	15	15	15	30
.5 Hidro Poza del Silencio		-	-	-	-	-	-	-	-	40	40	40	60
.6 Vapor rentado a CAESS		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
7. Detalle generación plantas Sistema GEL	Millones kWh	210	238	270	306	346	390	439	493	554	621	695	777
.1 Generación plantas hidroeléctricas		210	238	237	291	306	324	344	419	554	581	610	739
.1 Período de lluvias		82	93	106	121	136	154	174	196	220	247	276	309
.2 Período seco		128	145	131	170	170	170	170	223	334	334	334	430
.2 Generación plantas térmicas		-	-	33	15	40	66	95	74	-	40	85	38
.1 Período de lluvias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.2 Período seco		-	-	33	15	40	66	95	74	-	40	85	38
8. Detalle generación térmica CEL	Millones kWh	-	-	-	-	40	66	76	74	-	40	72	38
.1 Vapor CEL - generación		-	-	-	-	40	66	76	74	-	40	72	38
.2 Vapor rentado CAESS-generación	"	-	-	33	15	-	-	19	-	-	-	13	-
.3 Demanda térmica máxima requerida	mW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.1 Período de lluvias		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.2 Período seco		-	-	6.6	3.0	8.0	13.1	18.8	14.7	-	8.0	16.8	7.6
9. Activo fijo, obras en servicio	Miles de dólares	31 936	32 036	32 271	37 417	44 038	44 421	44 521	52 304	76 582	76 682	76 782	98 089
.1 Central 5 de noviembre y obras regulación de Güija		25 949	25 949	25 949	25 949	27 374	27 374	27 374	27 374	27 374	27 374	27 374	27 374
.2 Hidro Guajoyo		-	-	-	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521
.3 Hidro Paso del Oso		-	-	-	-	-	-	-	9 360	9 360	9 360	9 360	12 265
.4 Hidro Pozo del Silencio		-	-	-	-	-	-	-	-	18 420	18 420	18 420	20 896
.5 Embalse Zapotillo (Elev. 390)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15 620
.6 Planta vapor CEL		-	-	-	-	4 310	4 310	4 310	4 310	4 310	4 310	4 310	4 310
.7 Obras de transmisión e instalación generales		5 987	6 087	6 322	6 947	7 833	8 216	8 316	10 739	12 237	12 337	12 437	13 103

Cuadro 13 (continuación)

Referencia	Unidad	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
10. Depreciación	Miles de dólares												
.1 Cargo anual		<u>552</u>	<u>704</u>	<u>710</u>	<u>823</u>	<u>1 018</u>	<u>1 026</u>	<u>1 029</u>	<u>1 059</u>	<u>1 734</u>	<u>1 736</u>	<u>1 738</u>	<u>2 207</u>
.2 Depreciación acumulada		<u>3 631</u>	<u>4 335</u>	<u>5 045</u>	<u>5 868</u>	<u>6 886</u>	<u>7 912</u>	<u>8 941</u>	<u>10 000</u>	<u>11 734</u>	<u>13 470</u>	<u>15 208</u>	<u>17 415</u>
11. Activo fijo neto (9-10.2)	Miles de dólares	<u>28 305</u>	<u>27 701</u>	<u>27 226</u>	<u>31 549</u>	<u>37 152</u>	<u>36 509</u>	<u>35 580</u>	<u>42 304</u>	<u>64 848</u>	<u>63 212</u>	<u>61 574</u>	<u>80 674</u>
12. Capital de trabajo	"	—	<u>960</u>	<u>970</u>	<u>1 120</u>	<u>1 320</u>	<u>1 330</u>	<u>1 340</u>	<u>1 380</u>	<u>2 290</u>	<u>2 300</u>	<u>2 310</u>	<u>2 940</u>
13. Inversión inmovilizada (11 ÷ 12)	"	—	<u>28 661</u>	<u>28 196</u>	<u>32 669</u>	<u>38 472</u>	<u>37 839</u>	<u>36 920</u>	<u>43 684</u>	<u>67 138</u>	<u>65 512</u>	<u>63 884</u>	<u>83 614</u>
14. Energía suministrada por CEL	Millones kWh	<u>203</u>	<u>226</u>	<u>225</u>	<u>276</u>	<u>329</u>	<u>371</u>	<u>399</u>	<u>468</u>	<u>526</u>	<u>590</u>	<u>648</u>	<u>738</u>
15. Ingresos de explotación (0.0165 de dólar por kWh)	Miles de dólares	<u>3 346</u>	<u>3 729</u>	<u>3 713</u>	<u>4 554</u>	<u>5 429</u>	<u>6 122</u>	<u>6 584</u>	<u>7 722</u>	<u>8 679</u>	<u>9 735</u>	<u>10 692</u>	<u>12 177</u>
16. Gastos de explotación CEL	Miles de dólares	<u>919</u>	<u>1 144</u>	<u>1 150</u>	<u>1 505</u>	<u>2 304</u>	<u>2 564</u>	<u>2 662</u>	<u>2 971</u>	<u>3 135</u>	<u>3 135</u>	<u>3 821</u>	<u>4 087</u>
.1 Gastos directos de explotación, fijos		<u>367</u>	<u>440</u>	<u>440</u>	<u>682</u>	<u>906</u>	<u>911</u>	<u>911</u>	<u>1 209</u>	<u>1 399</u>	<u>1 399</u>	<u>1 399</u>	<u>1 519</u>
.2 Combustible y otros gastos variables (0.0095 de dólar/kWh)		—	—	—	—	<u>380</u>	<u>627</u>	<u>722</u>	<u>703</u>	—	<u>380</u>	<u>684</u>	<u>361</u>
.3 Depreciación		<u>552</u>	<u>704</u>	<u>710</u>	<u>823</u>	<u>1 018</u>	<u>1 026</u>	<u>1 029</u>	<u>1 059</u>	<u>1 734</u>	<u>1 736</u>	<u>1 738</u>	<u>2 207</u>
17. Ingreso neto de explotación (15-16)	Miles de dólares	<u>2 427</u>	<u>2 585</u>	<u>2 563</u>	<u>3 049</u>	<u>3 125</u>	<u>3 558</u>	<u>3 922</u>	<u>4 751</u>	<u>5 546</u>	<u>6 220</u>	<u>6 871</u>	<u>8 090</u>
18. Ingreso neto como porcentaje de inversión inmovilizada (17/13)x100	Porcentaje	<u>8.14</u>	<u>9.02</u>	<u>9.09</u>	<u>9.33</u>	<u>8.12</u>	<u>9.40</u>	<u>10.62</u>	<u>10.88</u>	<u>8.26</u>	<u>9.49</u>	<u>10.75</u>	<u>9.68</u>
19. Costo (según activo fijo) por kW instalado (9/6.7)	Dólares	<u>532</u>	<u>533</u>	<u>538</u>	<u>499</u>	<u>419</u>	<u>423</u>	<u>424</u>	<u>436</u>	<u>479</u>	<u>479</u>	<u>480</u>	<u>503</u>
20. Costo adicional generación térmica CAESS (Estimado en 1.3 centavos por kWh)	Miles de dólares	—	—	<u>429</u>	<u>195</u>	—	—	<u>247</u>	—	—	—	<u>169</u>	—

Referencia	Unidad	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
21. Gastos de explotación por kWh suministrado en subestaciones	Centavos de dólar												
.1 Energía suministrada por CEL		0.45	0.51	0.51	0.55	0.70	0.69	0.67	0.63	0.60	0.60	0.59	0.55
.2 Promedio general, incluyendo energía térmica CAESS		0.45	0.51	0.62	0.59	0.70	0.69	0.69	0.63	0.60	0.60	0.60	0.55

/Considerable

considerable y en gran parte opera en forma continua, crece rápidamente. De manera que ofrece garantía de continuidad en el servicio a esas industrias y cuando la carga sea mayor, reducirá los períodos de transmisión del sistema, por operar cerca de un centro de consumo. Su ubicación será finalmente definida por la CEL, con base en los estudios que viene realizando.

Los valores de producción de energía de las plantas hidroeléctricas incluidas en el sistema, en sus diversas etapas y para el año hidrológico crítico, fueron determinadas por la CEL de acuerdo a las características de las plantas y sus embalses, operados en la mejor forma. Los valores mensuales promedio para el período seco, son los siguientes:

Sistema generador hidroeléctrico	Energía en Subestación (Millones kWh)	Energía en planta generadora a/ (Millones kWh)
1. "5 de Noviembre" (con cuarta o quinta unidad)	18.0	18.7
2. "5 de Noviembre" (con cuarta o quinta unidad) y "Guajoyo"	23.4	24.3
3. "5 de Noviembre" (con quinta unidad, "Guajoyo" y "Paso del Oso" (con primera unidad)	30.6	31.8
4. "5 de Noviembre" (con quinta unidad), "Guajoyo", "Paso del Oso" (primera unidad) y "El Silencio" (con segunda unidad)	45.7	47.6
5. "5 de Noviembre" (quinta unidad), "Guajoyo" "Paso del Oso" (con segunda unidad), "El Silencio" (con tercera unidad) y el embalse de Zapotillo	59.1	61.4

a/ Cuatro por ciento de pérdidas.

El programa de adiciones de generación es semejante al recomendado por los consultores de la CEL en 1960, excepto que se atrasa el inicio de operaciones de alguna de las plantas, ya sea por el estado actual de los proyectos

/o por ser

o por ser más económico para el sistema. El cambio más destacado es el que se refiere a la planta "Paso del Oso". Se posterga por un año el inicio de operaciones puesto que resulta económicamente más favorable para el sistema, aunque quede desprovisto de reservas adecuadas por unos meses. Este hecho es relativamente frecuente en Centroamérica. Sistemas de mayor tamaño, con una composición de generación semejante a la de El Salvador, prescinden de ellas para no aumentar el costo de la energía. El sistema salvadoreño ha operado en algunos casos en condiciones semejantes y además se enfrentará a esa situación en 1963 y 1964.

Con las adiciones previstas, el sistema podría abastecer, sin reservas adecuadas, los requerimientos de energía hasta el año 1973 o hasta el año 1972 usando la capacidad térmica como reserva parcial del sistema.

La operación prevista de las plantas tiene por finalidad obtener la mayor producción posible de las hidráulicas que pueda absorber el sistema. Las térmicas se usan para suplir faltantes de energía, que ocurren en el período seco.

El sistema de transmisión, que llevará la energía de las plantas generadoras a los centros de consumo más importantes del país y de éstos a otras regiones, ha sido planeado tomando en consideración el desarrollo alcanzado por cada uno de esos mercados y las condiciones económicas de transmisión de energía en El Salvador.

Las más importantes obras de transmisión a construir en el período 1961-1972,^{2/} de acuerdo a la región que favorecen, incluyendo las líneas de unión con las nuevas plantas generadoras, figuran a continuación:

<u>Región</u>	<u>Año de inicio de operaciones</u>
A. <u>San Salvador</u>	
1. Subestación de 15 MVA coincidiendo con "Guajoyo" (115/44/34.5 KV)	1964
2. Subestación de 15 MVA coincidiendo con la quinta unidad "5 de Noviembre" (115/44/34.5 KV)	1966
3. Subestación de 15 MVA coincidiendo con "Paso del Oso" (115/44/34.5 KV)	1968

^{2/} Las subestaciones elevadoras de las plantas de generación se consideran parte de esas instalaciones de producción.

<u>Región</u>	<u>Año de inicio de operaciones</u>
4. Subestación de 30 MVA coincidiendo con "El Silencio" (115/44/34.5 KV)	1969
5. Línea de transmisión El Silencio-San Salvador (115 KV-73 km)	1969
6. Subestación de 15 MVA coincidiendo con "El Silencio" (115/44/34.5 KV)	1972
B. <u>Santa Ana</u>	
7. Línea de transmisión Guajoyo-Santa Ana (115 KV-27 km)	1964
8. Patio de interruptores Santa Ana para línea Guajoyo-Santa Ana (115 KV)	1964
9. Línea de transmisión Paso del Oso-Santa Ana (115 KV-18 km)	1968
10. Patio de interruptores Santa Ana para línea Paso del Oso-Santa Ana (115-KV)	1968
11. Subestación Santa Ana de 15 MVA coincidiendo con "El Silencio" (115/44/34.5 KV)	1972
C. <u>Acajutla</u>	
12. Línea de transmisión Acajutla-Opico (115 KV-60km)	1965
13. Patio de interruptores Opico para línea Acajutla-Opico (115 KV)	1965
14. Subestación Acajutla (15MVA) (115/44.0/34.5 KV)	1965
D. <u>Oriente</u>	
15. Mejoras subestación San Rafael Cedros y mejoras líneas Zacatecoluca (44 KV)	1963
16. Patio de interruptores San Rafael Cedros, salida línea a Usulután (115 KV)	1968
17. Línea de transmisión San Rafael Cedros-Usulután (115 KV-60km)	1968
18. Subestación Usulután 15 MVA (115/44.0/34.5 KV)	1968
19. Línea de transmisión Usulután-Zacatecoluca (44 KV-50 km)	1968
20. Subestación-Zacatecoluca 10 MVA (44.0/13.2/4.16 KV)	1968

La energía llevada a San Salvador se distribuye además a las regiones vecinas como Santa Tecla, La Libertad y Chalatenango. Desde Santa Ana se distribuye energía a las zonas vecinas de Ahuachapán y Chalchuapa. La línea

/a Acajutla

a Acajutla alimentará las cargas industriales en ese puerto y transmitirá energía de la planta de vapor hacia San Salvador. Las obras a Oriente, además de alimentar a esa región que ha tomado mucho auge con las plantaciones de algodón, permitirán descargar las instalaciones con que se alimenta la zona de San Miguel y que actualmente se utilizan para enviar la energía a la región de Usulután (lámina 1). Además de las obras descritas, la CEL deberá construir otras obras de transmisión menores y mejorar su planta general, que tienen poca importancia relativa dentro del plan de inversiones de la CEL.

Con el programa de obras de generación y de transmisión complementarias, la CEL estará capacitada para abastecer el mercado salvadoreño de energía en las regiones susceptibles de mayor desarrollo.

2. Inversiones en el sistema generador-trasmisor

El desarrollo del programa descrito anteriormente demanda una inversión total de 66.2 millones de dólares. La inversión en operación efectuada hasta 1961 ascendió a 31.9, lo que daría un activo fijo en servicio de 98.1 millones de dólares en 1972 (cuadro 13, línea 9).

Las estimaciones de costos de construcción incluyen un 22.2 por ciento del total para contingencias e imprevistos y un 11.1 por ciento para gastos de ingeniería, supervisión y administración. Además, se ha considerado una partida para el pago de intereses durante la construcción, variable según la duración de la obra y las condiciones de los préstamos que se prevén para su realización.

Los gastos en moneda extranjera, de posible financiamiento en el exterior, representan el 65 por ciento del costo total del programa en generación y transmisión (cuadro 14).

La distribución de los costos de construcción en gastos en moneda local y gastos en moneda extranjera se ha hecho siguiendo resultados obtenidos en obras semejantes en El Salvador, bajo el supuesto que se continuarán construyendo las obras por el actual sistema de contrato con firmas constructoras en su mayor parte del exterior. Las sumas incluidas por concepto de intereses durante el período de construcción se han considerado gastos locales, de acuerdo con la experiencia de la CEL en sus relaciones con los organismos internacionales de crédito.

Cuadro 14

DESARROLLO DEL SISTEMA GENERADOR TRANSMISOR DE LA CEL
RESUMEN DE COSTOS DE CONSTRUCCION

Obras	Gastos en	Gastos en	Total
	moneda local	moneda extranjera	
	Miles de dólares		
1. Plantas generadoras (incluyendo subestaciones elevadoras)			
.1 Hidro Guajoyo	1 410	3 111	4 521
.2 Vapor Acajutla	1 080	3 230	4 310
.3 Hidro "5 de Noviembre" (quinta unidad)	355	1 070	1 425
.4 Hidro Paso del Oso (Primera unidad)	3 610	5 750	9 360
.5 Hidro El Silencio (Primera y segunda unidades)	7 100	11 320	18 420
.6 Embalse Zapotillo (Primera etapa, elevación 390)	5 860	9 760	15 620
.7 Hidro El Silencio (Tercera unidad)	619	1 857	2 476
.8 Hidro Paso del Oso (Segunda unidad)	726	2 179	2 905
Subtotal	<u>20 760</u>	<u>38 277</u>	<u>59 037</u>
2. Obras de transmisión e instalaciones generales			
.1 Obras de alimentación a Oriente (Primera etapa)	33	102	135
.2 Obras complementarias planta Guajoyo	175	350	525
.3 Obras de alimentación Acajutla	203	583	786
.4 Obras complementarias planta "5 de Noviembre" (Quinta unidad)	72	211	283
.5 Obras complementarias planta Paso del Oso (Primera unidad)	186	528	714
.6 Obras de alimentación Oriente (Segunda etapa)	420	1 189	1 609
.7 Obras complementarias planta El Silencio (Primera y Segunda unidades)	362	1 036	1 398
.8 Obras complementarias planta El Silencio (Tercera unidad)	144	422	566
.9 Otras obras de transmisión y adiciones instalaciones generales	270	830	1 100
Subtotal	<u>1 865</u>	<u>5 251</u>	<u>7 116</u>
3. Total	<u>22 625</u>	<u>43 528</u>	<u>66 153</u>

/Las variaciones

Las variaciones en el costo promedio por KW instalado en el sistema, incluyendo las obras de transmisión complementarias (cuadro 13 línea 19), reflejan el tipo de adiciones programadas en obras de generación. En efecto, alcanza un valor de 538 dólares en 1963 y disminuye a 419 dólares en 1965 a causa de las adiciones de la planta de vapor Acajutla y de la quinta unidad en la planta "5 de Noviembre". Ambas son de costo unitario reducido. La primera por ser térmica y la segunda por ser una ampliación. En 1972 asciende a 503 dólares, al agregarse plantas hidroeléctricas de mayor costo. Este último es normal para un sistema de este tipo, en que predominan las plantas hidroeléctricas con una red de transmisión de apreciable tensión.

Del total que se invertirá de 1961-1972, corresponde el 86 por ciento a obras de generación, y el resto a transmisión e instalaciones generales.

3. Resultados económicos de la operación del sistema primario

Los resultados económicos del sistema primario de la CEL en el período 1961-1972, se traducen en una rentabilidad media del 9.5 por ciento sobre la inversión inmovilizada (activo fijo de las obras en servicio menos la depreciación acumulada) (cuadro 13). Esta estimación ha sido determinada teniendo en cuenta las adiciones de generación y transmisión antes descritas, operando el sistema en forma de obtener los resultados más eficientes y con los actuales niveles tarifarios para la venta de energía al por mayor. Esta rentabilidad corresponde aproximadamente al valor mínimo determinado en los contratos de crédito acordados entre la CEL y el BIRF.

Como es usual, para cada año se ha tomado la producción de energía de las plantas hidroeléctricas correspondiente al año hidrológico crítico. La operación de las plantas de vapor del sistema ha sido planeada en forma continua en la base de la curva de carga durante los meses secos en que la producción hidráulica resultara insuficiente (cuadro 13, líneas 7 y 8). Durante 1967, 1968 y 1971 existe la posibilidad de que se absorba la casi totalidad de la energía térmica disponible en el sistema, quedando el sistema prácticamente sin reservas.

Los costos de explotación resultantes por kWh entregado en subestación reflejan el mayor costo de producción en los años en que se requiere la operación de las plantas térmicas (cuadro 13 línea 21).

/Los ingresos

Cuadro 15

E/CN.12/CCE/SC.5/11
TAO/LAT/40
Pág. 57

CEL - MOVIMIENTO DE CAJA - SOLUCION INDEPENDIENTE , 1961-72

(Miles de dólares)

Referencia	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Ventas de energía (millones de kWh)	203	226	225	276	329	371	399	468	526	590	648	738
2. Precio promedio de 1 kWh (centavos de dólar)	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65
3. Ingresos por venta de energía	3 346	3 729	3 713	4 554	5 429	6 122	6 584	7 722	8 679	9 735	10 692	12 177
4. Gastos de explotación	919	1 144	1 150	1 505	2 304	2 564	2 662	2 971	3 133	3 515	3 821	4 087
5. Ingreso neto de explotación (3-4)	2 427	2 585	2 563	3 049	3 125	3 558	3 922	4 751	5 546	6 220	6 871	8 090
<u>Fuente de Fondos</u>												
6. Ingreso neto de explotación	2 427	2 585	2 563	3 049	3 125	3 558	3 922	4 751	5 546	6 220	6 871	8 090
7. Depreciación	552	704	710	823	1 018	1 026	1 029	1 059	1 734	1 736	1 738	2 207
8. Préstamos	1 745	2 156	3 763	2 694	2 800	6 100	6 623	4 600	4 220	4 822	4 576	-
.1 Guajoyo	344	2 056	1 163	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.2 Vapor y quinta unidad 5 de Noviembre	-	100	2 600	2 294	100	-	-	-	-	-	-	-
.3 Paso del Oso No. 1	-	-	-	400	2 100	3 000	1 967	-	-	-	-	-
.4 Poza El Silencio No. 1	-	-	-	-	600	3 100	4 656	4 000	-	-	-	-
.5 Paso del Oso No. 2, Poza El Silencio y Zapotillo	-	-	-	-	-	-	-	600	4 220	4 822	4 576	-
.6 Otros préstamos	1 401	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9. Total de fondos (6 + 7 + 8)	4 724	5 445	7 036	6 566	6 943	10 684	11 574	10 410	11 500	12 778	13 815	10 297

/Continuación

Cuadro 15 (continuación)

Referencia	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
<u>Aplicación de Fondos</u>												
10. Gastos en construcción, incluyendo intereses durante la construcción	<u>1 895</u>	<u>3 033</u>	<u>5 357</u>	<u>4 292</u>	<u>4 720</u>	<u>9 630</u>	<u>10 691</u>	<u>7 162</u>	<u>7 020</u>	<u>7 127</u>	<u>6 520</u>	<u>100</u>
.1 Guajoyo	501	2 833	1 847	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.2 Vapor y quinta unidad 5 de Noviembre	-	100	3 410	3 124	170	-	-	-	-	-	-	-
.3 Paso del Oso No. 1	-	-	-	1 068	3 250	4 430	2 935	-	-	-	-	-
.4 Poza El Silencio	-	-	-	-	1 200	5 100	7 656	5 862	-	-	-	-
.5 Paso del Oso No. 2, Poza El Silencio y Zapotillo	-	-	-	-	-	-	-	1 200	6 920	7 027	6 420	-
.6 Otras obras e instalaciones generales	1 394	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
11. Servicio deuda existente	<u>2 068</u>	<u>2 257</u>	<u>2 240</u>	<u>2 222</u>	<u>2 199</u>	<u>2 174</u>	<u>2 153</u>	<u>2 131</u>	<u>1 908</u>	<u>1 697</u>	<u>1 692</u>	<u>1 691</u>
.1 Amortización	1 250	1 344	1 381	1 422	1 463	1 502	1 548	1 594	1 442	1 294	1 344	1 401
.2 Interés	818	913	859	800	736	672	605	537	466	403	348	290
12. Nuevos préstamos - servicio deuda	-	-	-	<u>279</u>	<u>723</u>	<u>723</u>	<u>723</u>	<u>1 307</u>	<u>2 274</u>	<u>2 274</u>	<u>2 274</u>	<u>3 386</u>
.1 Amortización	-	-	-	65	207	220	233	383	634	670	710	1 012
.2 Intereses	-	-	-	214	516	503	490	924	1 640	1 604	1 564	2 374
13. Total servicio deuda (11 + 12)	2 068	2 257	2 240	2 501	2 922	2 897	2 876	3 438	4 182	3 971	3 966	5 077
14. Total aplicación fondos (10 + 13)	3 963	5 290	7 597	6 793	7 642	12 527	13 567	10 600	11 202	11 098	10 486	5 177
15. Sobrante o (déficit) de caja del año (9-14)	761	155	(561)	227	(699)	(1 843)	(1 993)	(190)	298	1 680	2 699	5 120
16. Activo circulante neto al comienzo del año	752	1 513	1 668	1 107	880	181	(1 662)	(3 655)	(3 845)	(3 547)	(1 867)	832
17. Activo circulante neto al final del año	1 513	1 688	1 107	880	181	(1 662)	(3 655)	(3 845)	(3 547)	(1 867)	832	5 952

/Los ingresos de

Los ingresos de explotación ascenderán a 12.2 millones en 1972, calculados a 1.65 centavos de dólar por kWh entregado en subestación, que equivale al precio promedio con la actual tarifa de la CEL.

El mayor porcentaje de los gastos fijos de explotación corresponde a los gastos de operación y mantenimiento del sistema, los cuales fueron determinados independientemente para cada instalación adicional y con base en experiencias obtenidas en El Salvador u otros países centroamericanos. Los gastos variables de explotación corresponden principalmente al costo de combustibles, lubricantes y otros gastos ligados a la producción de la planta de vapor. Fueron estimados en 0.0095 de dólares por kWh, según los obtenidos en plantas de tamaño semejante que operan en Centroamérica. La depreciación, que forma parte de los gastos de explotación, se ha calculado usando un 2.2 por ciento del valor de las obras de generación, transmisión e instalaciones generales y el 3.33 por ciento del valor de la planta de vapor de Acajutla. El total de gastos de explotación alcanzará a 4.1 millones de dólares en 1972 (cuadro 13, línea 16).

Para fines de análisis en el cálculo de la inversión inmovilizada, se consideró el 3 por ciento del activo fijo como capital de trabajo proporcionado a un sistema de este tipo.

Estos resultados económicos corresponden en términos generales, a lo esperado por la CEL para el período 1961-1972 en estudios anteriores.

4. Resultados financieros de la expansión del sistema primario

El análisis del movimiento de caja de la CEL correspondiente al período 1961-1972 señala la capacidad financiera de este organismo para realizar el plan de expansión de su sistema primario, haciendo uso de créditos para el financiamiento de los gastos en moneda extranjera que demanda ese programa. Esos créditos es posible obtenerlos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, en condiciones análogas a las negociadas en ocasiones anteriores (cuadro 15).

/Los requerimientos

Los requerimientos totales de caja en el período alcanzan a 105.9 millones de dólares, de los que corresponden 67.5 a gastos de construcción y 38.4 a servicio de la deuda. Los ingresos de explotación, la depreciación y el saldo en caja al 1° de enero de 1961 ascienden a 111.9 millones. En 1972 queda un saldo acumulado en caja de 6.0 millones de dólares, que deberá proveer los fondos necesarios de capital de trabajo para ese año y las sumas requeridas para la construcción de la nueva planta que abastecerá los incrementos de energía del Sistema a partir de 1973. Este proyecto deberá ser construido entre 1969 y 1972, con una capacidad instalada del orden de 75 a 80 MW para suministrar la energía adicional hasta 1975. Su costo, incluyendo obras complementarias de transmisión será aproximadamente de 34 millones de dólares, requiriendo de 12 a 14 millones por concepto de gastos en moneda local para su construcción. Esto obligaría posiblemente a la CEL a negociar préstamos locales adicionales, ya que el saldo en caja previsto para 1972 no es suficiente. Sin embargo, el saldo en caja podría aumentarse si fueran menores los requerimientos en moneda local del programa de construcciones o si, además, los gastos de explotación se redujeran gracias a aumentos en la producción hidráulica sobre el valor crítico asumido en el análisis.

La situación de caja que se presenta durante los años 1966 a 1969, podría superarse si se difieren algunos pagos para no recurrir a préstamos locales.

Las condiciones en que podrían obtenerse los créditos necesarios para el financiamiento de los gastos en moneda extranjera son semejantes a los otorgados por los organismos internacionales.

Con el fin de financiar los gastos en moneda extranjera de los proyectos de generación y las obras de transmisión complementarias, será necesario efectuar negociaciones para obtener, entre 1962 y 1967, los siguientes cuatro préstamos de fuentes internacionales.

Número	Plan de inversión	Monto (en millones de dólares)
1	Vapor "Acajutla" y Quinta unidad hidro "5 de Noviembre"	5.1
2	Hidro "Paso del Oso" (primera etapa)	7.5
3	Hidro "El Silencio" (primera etapa)	12.4
4	Hidro "El Silencio" (segunda etapa); hidro "Paso del Oso" (segunda etapa) y embalse "Zapotillo"	<u>14.2</u>
	Total	<u><u>39.2</u></u>

Estos créditos serán amortizados en un período de 25 años, pagaderos en fondo acumulativo y sujetos al 6 por ciento de interés. Se gozará de un período de gracia durante el tiempo que dure la construcción de las obras. El primer préstamo será amortizado en veinte años, manteniendo las demás condiciones señaladas anteriormente.

La CEL podrá desarrollar su programa planeado de obras de generación y transmisión con base en los recursos que derivará de la explotación de su Sistema, complementados con préstamos de organismos internacionales de crédito. Para la construcción de la capacidad generadora que requerirá el Sistema en 1973, la CEL deberá recurrir a préstamos locales del orden de 8 a 10 millones de dólares. Este último requerimiento podrá disminuirse si el Sistema opera más eficientemente de lo supuesto en este estudio.

B. Desarrollo del sistema primario de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica

1. Programa de adiciones de capacidad generadora y obras de transmisión complementarias

La ENEE a la vez que estudió la creación del Sistema Central y el desarrollo de Cañaveral, evaluó la posibilidad de seguir desarrollando el mercado con plantas térmicas independientes hasta que se alcanzara el tamaño aconsejable para desarrollar los proyectos de Lago Yojoa-Río Lindo. Este examen dió como resultado la selección de la primera alternativa.

Las ampliaciones previstas hasta 1972 en el Plan de Electrificación de la ENEE para satisfacer las necesidades de energía del Sistema Central de Honduras suponen la construcción de las plantas de Cañaveral y San Buenaventura,

/del desarrollo

del desarrollo del Lago Yojoa-Río Lindo, con una capacidad de 70 MW (cuadro 16).

Cañaveral (30 MW) está en proceso de construcción, iniciará operaciones a finales de 1963 y podrá producir 100 millones de kWh por año.

La construcción de San Buenaventura (40 MW) se efectuará en dos etapas, correspondiendo cada una de ellas a la unidad de la capacidad instalada. La construcción de la primera etapa deberá iniciarse en 1964 para entregar energía al Sistema en 1967. Dos años después comenzará la ampliación de esta planta —segunda etapa— para iniciar operaciones en 1972. De esta manera, el Sistema estará abastecido hasta 1975, si continúan creciendo las necesidades de energía al ritmo estimado. La producción anual de energía de San Buenaventura se estima en 150 millones de kWh.

Tanto la producción de Cañaveral como la de San Buenaventura podrían aumentarse si se desviara el río Tepemechin hacia el Lago Yojoa. Esto aumentaría la producción de cada uno de los proyectos hasta 130 y 190 millones de kWh por año respectivamente.

Además de las actuales instalaciones de generación de la ENEE y de los proyectos de Lago Yojoa-Río Lindo, el Sistema contará con una reserva de 15 MW formada por las plantas diesel pertenecientes a Public Utilities de San Pedro Sula, a Tela Railroad Co. y a las empresas industriales, cuya operación será suspendida al iniciar esas empresas la compra de energía a la ENEE en 1964.

La planta diesel La Leona deberá seguir operando para llenar las deficiencias de las plantas hidroeléctricas, que alcanzarían su máximo el año anterior a la entrada en operación de la primera etapa de San Buenaventura. Se logra de esta manera la operación más económica para el Sistema (cuadro 16, línea 5).

Las obras de transmisión complementarias al proyecto de Cañaveral y el de San Buenaventura, son las siguientes:

a) Obras de transmisión complementarias al proyecto hidroeléctrico de Cañaveral, 1964

- i) Línea de transmisión Cañaveral-Tegucigalpa (138 kv - 161 km)
- ii) Línea de transmisión Cañaveral-San Pedro Sula (138 kv - 68 km)
- iii) Línea San Pedro Sula - Puerto Cortés (69 kv - 50 km)

Cuadro 16

HONDURAS: DESARROLLO DEL SISTEMA PRIMARIO (GENERACION-TRASMISION) DE LA ENEE, 1961-72

Referencia	Unidad	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Consumo de subestación del sistema primario	Millones kWh	<u>25.4</u>	<u>29.0</u>	<u>36.1</u>	<u>110.0</u>	<u>121.0</u>	<u>131.0</u>	<u>149.0</u>	<u>162.0</u>	<u>176.5</u>	<u>192.0</u>	<u>209.0</u>	<u>228.0</u>
2. Generación neta en plantas generadoras	Millones kWh	<u>25.7</u>	<u>29.4</u>	<u>36.7</u>	<u>115.0</u>	<u>127.0</u>	<u>138.0</u>	<u>157.0</u>	<u>171.0</u>	<u>186.0</u>	<u>202.0</u>	<u>220.0</u>	<u>240.0</u>
3. Demanda máxima en plantas generadoras	mW	<u>6.2</u>	<u>6.7</u>	<u>8.4</u>	<u>21.8</u>	<u>24.2</u>	<u>26.3</u>	<u>30.3</u>	<u>33.7</u>	<u>37.3</u>	<u>41.2</u>	<u>45.6</u>	<u>49.8</u>
4. Capacidad generadora instalada	mW	<u>9.7</u>	<u>9.7</u>	<u>9.7</u>	<u>39.7</u>	<u>39.7</u>	<u>39.7</u>	<u>59.7</u>	<u>59.7</u>	<u>59.7</u>	<u>59.7</u>	<u>59.7</u>	<u>79.7</u>
.1 Hidro La Leona y El Rosario		<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>	<u>3.0</u>
.2 Diesel La Leona		<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>	<u>6.7</u>
.3 Plantas Hidro Sistema Lago Yojoa-Río Lindo		-	-	-	<u>30.0</u>	<u>30.0</u>	<u>30.0</u>	<u>50.0</u>	<u>50.0</u>	<u>50.0</u>	<u>50.0</u>	<u>50.0</u>	<u>70.0</u>
5. Generación anual	Millones kWh	<u>25.7</u>	<u>29.4</u>	<u>36.7</u>	<u>115.0</u>	<u>127.0</u>	<u>138.0</u>	<u>157.0</u>	<u>171.0</u>	<u>186.0</u>	<u>202.0</u>	<u>220.0</u>	<u>240.0</u>
.1 Hidro La Leona y el Rosario		<u>12.2</u>	<u>11.0</u>	<u>11.0</u>	<u>11.0</u>	<u>11.0</u>	<u>11.0</u>	-	-	-	-	-	-
.2 Diesel La Leona		<u>13.5</u>	<u>18.4</u>	<u>25.7</u>	<u>4.0</u>	<u>16.0</u>	<u>27.0</u>	-	-	-	-	-	-
.3 Plantas Hidro Sistema Lago Yojoa-Río Lindo		-	-	-	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>157.0</u>	<u>171.0</u>	<u>186.0</u>	<u>202.0</u>	<u>220.0</u>	<u>240.0</u>
6. Activo fijo, obras en operación	Miles de dólares	<u>2 462</u>	<u>2 500</u>	<u>2 510</u>	<u>16 270</u>	<u>16 280</u>	<u>16 290</u>	<u>20 734</u>	<u>20 744</u>	<u>20 754</u>	<u>20 764</u>	<u>20 774</u>	<u>23 437</u>
.1 Plantas La Leona y El Rosario, transmisión y obras anexas		<u>2 462</u>	<u>2 500</u>	<u>2 510</u>	<u>2 520</u>	<u>2 530</u>	<u>2 540</u>	<u>2 550</u>	<u>2 560</u>	<u>2 570</u>	<u>2 580</u>	<u>2 590</u>	<u>2 600</u>
.2 Sistema Lago Yojoa-Río Lindo		-	-	-	<u>13 750</u>	<u>13 750</u>	<u>13 750</u>	<u>18 184</u>	<u>18 184</u>	<u>18 184</u>	<u>18 184</u>	<u>18 184</u>	<u>20 837</u>
7. Depreciación acumulada	Miles de dólares	<u>600</u>	<u>712</u>	<u>825</u>	<u>1 281</u>	<u>1 738</u>	<u>2 195</u>	<u>2 763</u>	<u>3 332</u>	<u>3 901</u>	<u>4 471</u>	<u>5 041</u>	<u>5 679</u>
8. Activo fijo neto (6-7)	Miles de dólares	<u>1 862</u>	<u>1 788</u>	<u>1 685</u>	<u>14 989</u>	<u>14 542</u>	<u>14 095</u>	<u>17 971</u>	<u>17 412</u>	<u>16 853</u>	<u>16 293</u>	<u>15 733</u>	<u>17 758</u>
9. Capital de trabajo	Miles de dólares	<u>150</u>	<u>150</u>	<u>150</u>	<u>488</u>	<u>488</u>	<u>488</u>	<u>545</u>	<u>545</u>	<u>545</u>	<u>546</u>	<u>546</u>	<u>703</u>
10. Inversión inmovilizada (8+9)	Miles de dólares	<u>2 012</u>	<u>1 938</u>	<u>1 835</u>	<u>15 477</u>	<u>15 030</u>	<u>14 583</u>	<u>18 516</u>	<u>17 957</u>	<u>17 398</u>	<u>16 839</u>	<u>16 279</u>	<u>18 461</u>

/Continuación

Cuadro 16 (continuación)

Referencia	Unidad	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
11. Ingresos de explotación	Miles de dólares	<u>940</u>	<u>986</u>	<u>1 227</u>	<u>2 365</u>	<u>2 607</u>	<u>2 912</u>	<u>2 959</u>	<u>2 954</u>	<u>2 993</u>	<u>2 823</u>	<u>2 969</u>	<u>3 247</u>
.1 Ventas en alta tensión a otras empresas		-	-	-	1 060	1 157	1 211	1 308	1 392	1 492	1 410	1 390	1 487
.2 Valor calculado de energía entregada a Tegucigalpa		940	986	1 227	1 305	1 450	1 701	1 651	1 562	1 501	1 413	1 579	1 760
12. Energía suministrada por sistema primario	Millones de kWh	<u>25.4</u>	<u>29.0</u>	<u>36.1</u>	<u>110.0</u>	<u>121.0</u>	<u>131.0</u>	<u>149.0</u>	<u>162.0</u>	<u>176.5</u>	<u>192.0</u>	<u>209.0</u>	<u>228.0</u>
.1 A otras empresas y consumos en alta tensión		-	-	-	65.0	71.0	74.3	85.5	91.0	97.5	103.7	110.3	118.0
.2 Al sistema de distribución de Tegucigalpa		25.4	29.0	36.1	45.0	50.0	56.7	63.5	71.0	79.0	88.3	98.7	110.0
13. Ingreso medio por kWh suministrado	Centavos de dólar												
.1 A otras empresas y consumos en alta tensión		-	-	-	1.63	1.63	1.63	1.53	1.53	1.53	1.36	1.26	1.26
.2 Al sistema de distribución de Tegucigalpa		3.70	3.40	3.40	2.90	2.90	3.00	2.60	2.20	1.90	1.60	1.60	1.60
14. Gastos de explotación	Miles de dólares	<u>788</u>	<u>695</u>	<u>845</u>	<u>1 036</u>	<u>1 248</u>	<u>1 442</u>	<u>1 118</u>	<u>1 119</u>	<u>1 119</u>	<u>1 120</u>	<u>1 120</u>	<u>1 218</u>
.1 Sistema Rosario-La Leona (fijos)		260	260	260	220	220	220	130	130	130	130	130	130
.2 Sistema Rosario-La Leona (Variables, centavos de dólar/kWh)		410	323	452	70	281	475	-	-	-	-	-	-
.3 Sistema Yojoa-Río Lindo		-	-	-	290	290	290	420	420	420	420	420	450
Subtotal gastos directos		670	583	732	580	791	985	550	550	550	550	550	580
.4 Depreciación del sistema primario		118	112	113	456	457	457	568	569	569	570	570	638
15. Ingreso neto de explotación del sistema primario (11-14)	Miles de dólares	<u>152</u>	<u>291</u>	<u>382</u>	<u>1 329</u>	<u>1 359</u>	<u>1 470</u>	<u>1 841</u>	<u>1 835</u>	<u>1 874</u>	<u>1 703</u>	<u>1 849</u>	<u>2 029</u>

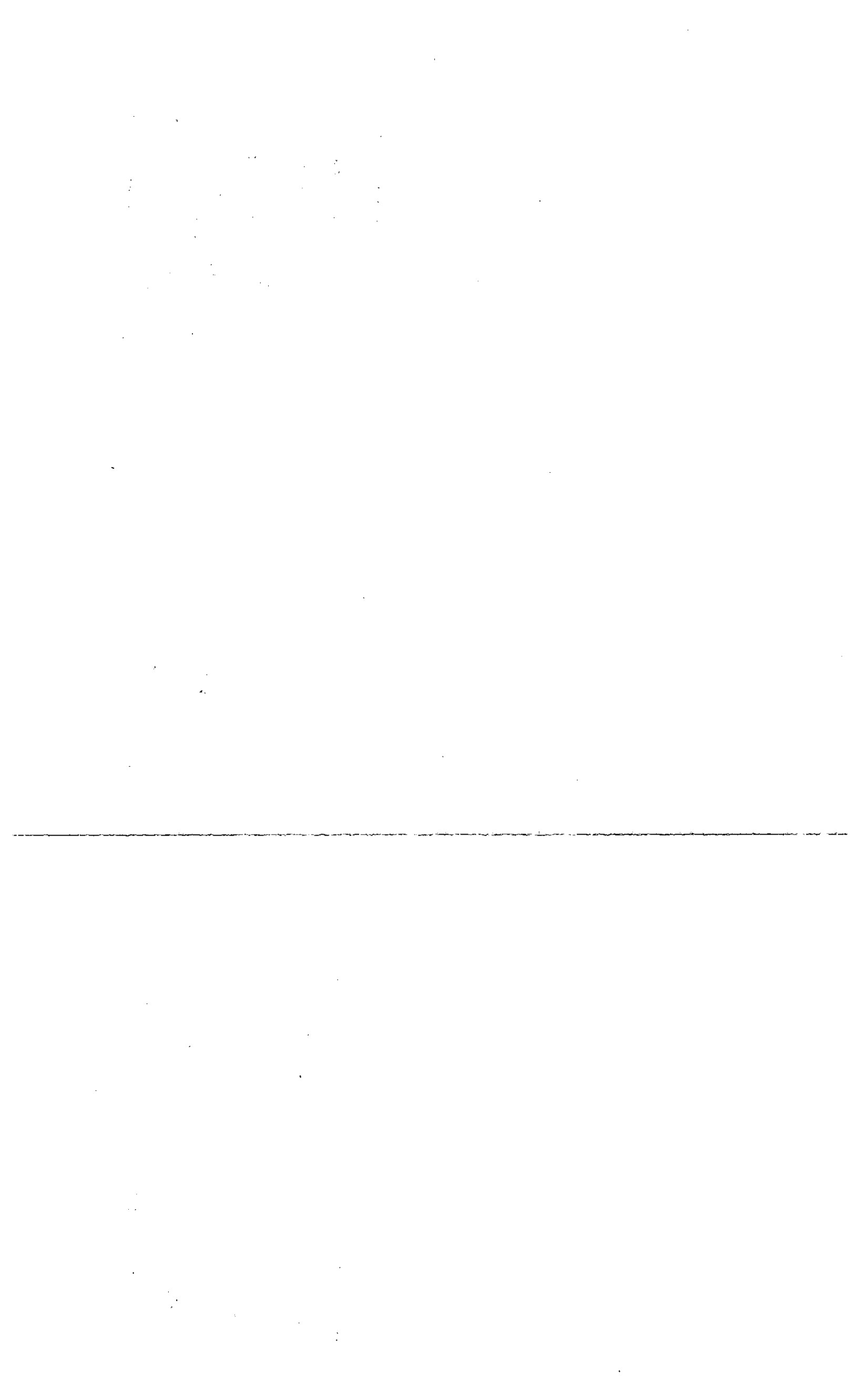
/Continuación

Cuadro 16 (continuación)

E/CN.12/CCE/SC.5/11
TAO/LAT/40
Pág. 65

Referencia	Unidad	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
16. Ingreso neto como porcentaje de la inversión inmovilizada (15/10 x 100)	Porcentaje	<u>7.56</u>	<u>15.03</u>	<u>31.05</u>	<u>8.59</u>	<u>9.04</u>	<u>10.08</u>	<u>9.94</u>	<u>10.21</u>	<u>10.77</u>	<u>10.11</u>	<u>11.36</u>	<u>10.99</u>
17. Costo por kW instalado (según activo fijo) 6/4	Dólares	<u>253</u>	<u>258</u>	<u>259</u>	<u>410</u>	<u>410</u>	<u>410</u>	<u>347</u>	<u>347</u>	<u>348</u>	<u>348</u>	<u>348</u>	<u>294</u>
18. Gastos de explotación por kWh suministrado por sistema primario (14/1)	Centavos de dólar	<u>3.07</u>	<u>2.39</u>	<u>2.34</u>	<u>0.94</u>	<u>1.03</u>	<u>1.10</u>	<u>0.75</u>	<u>0.69</u>	<u>0.63</u>	<u>0.58</u>	<u>0.54</u>	<u>0.53</u>

/iv) Subestación



- iv) Subestación reductora de Tegucigalpa 138/34.5 kv.
 - v) Subestación reductora de Búfalo 138/69 kv (Sitio de entrega a la Tela Railroad Co)
 - vi) Subestación El Bijao 69/13.8 kv. (Sitio de entrega a la planta de cemento)
 - vii) Subestación de Puerto Cortés 69/4.16 kv (Sitio de entrega a la Tela Railroad Co.)
 - viii) Subestación de San Pedro Sula 138/69/4.16 kv (Sitio de entrega a la Public Utilities Co.)
 - ix) Obras de alimentación a la región del Mochito (Sitio de entrega a la Rosario Mining Co.)
- b) Obras de transmisión complementarias a la primera etapa del proyecto hidroeléctrico San Buenaventura, 1967
- x) Obras de alimentación a Santa Bárbara (Población cercana a El Mochito)
 - xi) Obras de alimentación de Gomayagua y Siguatepeque.
- c) Obras de transmisión complementarias a la segunda etapa del proyecto hidroeléctrico San Buenaventura, 1972

No están contempladas en el programa obras de transmisión asociadas a esta segunda etapa.

Con las obras antes descritas, la ENEE alimentará de energía eléctrica a la región más desarrollada de Honduras, aunque razones financieras han obligado a excluir del programa de expansiones a determinados lugares, especialmente dentro de la Costa Norte, entre los que pueden citarse las poblaciones de la zona bananera (Tela, La Ceiba y Trujillo) y el valle del Chamalecón hasta Quimistán, y también en la zona sur (Sabana Grande, Pespire, San Lorenzo y Choluteca) que ha tomado importancia con el tráfico internacional por carretera y con el cultivo de algodón. Las condiciones financieras previstas para la ENEE en los próximos años limitan la posibilidad de extensión de servicios eléctricos a esas regiones.

2. Inversiones en el sistema generador-trasmisor

El desarrollo del programa de la ENEE demanda una inversión total de 21.0 millones de dólares entre 1961-1972. El activo fijo registrado en 1961 fue de 2.4 millones.

/Los costos de

Los costos de las obras en construcción (Cañaveral y obras complementarias), que representan un alto porcentaje de las inversiones en el período, han sido revisados para fines de este estudio con la cooperación de la ENEE, después de haberse adjudicado las licitaciones de construcción y las de adquisición de los equipos. Los costos de las obras a desarrollar se han mantenido iguales a los de 1960,^{1/} a la luz de los resultados obtenidos en Cañaveral. El 22.2 por ciento de estas estimaciones corresponden a contingencias e imprevistos y el 11.1 por ciento a gastos de ingeniería, supervisión y administración. Una suma, de acuerdo con el tipo de obra, ha sido asignada a intereses durante la construcción.

La distribución que se presenta entre gastos en moneda local y moneda extranjera se ha hecho con base en la experiencia de Cañaveral y en la modalidad seguida por la ENEE en la construcción de proyectos por contrato. Los gastos en moneda extranjera representan el 73 por ciento de las inversiones totales del período. La relación resultante entre moneda extranjera y local es muy baja y refleja el tipo de desarrollo de los proyectos de Lago Yojoa-Río Lindo. Estos requieren un reducido porcentaje de obra civil por el bajo costo de las instalaciones para almacenamiento del agua y por las pequeñas inversiones para evacuar las excedencias de avenidas máximas. Estas últimas no se presentan por el gran volumen que el Lago puede almacenar (cuadro 17).

El costo por kW instalado, incluyendo el sistema transmisión primario al concluir el año 1972, se calculó en 294 dolares. Este valor refleja el bajo costo unitario de las instalaciones de Cañaveral - San Buenaventura.

3. Resultados económicos de la operación del sistema primario

El sistema primario de la ENEE derivará una rentabilidad promedio del 10.3 por ciento sobre la inversión inmovilizada en el período 1961-1972. De acuerdo con valores promedios, se prevé una reducción constante de los precios de venta desde 3.70 centavos de dólar en 1961 hasta 1.43 en 1972. (cuadro 16). Esto representa una disminución del 158 por ciento en los precios

^{1/} Valores revisados por expertos del BIRF en relación con el crédito que otorgó ese organismo para construir la planta de Cañaveral.

Cuadro 17

RESUMEN DE COSTOS DE CONSTRUCCION
 DESARROLLO DEL SISTEMA GENERADOR TRANSMISOR DE LA ENEE

Obras	Gastos en moneda local (Miles de dólares)	Gastos en moneda ex tranjera	Total
1. Planta hidroeléctrica de Cafiaveral y obras complementarias de transmisión	3 735	10 015	13 750
2. Primera etapa planta hidroeléctrica San Buenaventura y obras de transmisión complementarias	1 234	3 200	4 434
3. Segunda etapa planta hidroeléctrica San Buenaventura	573	2 080	2 653
4. Mejoras plantas El Rosario y La Leona y transmisión asociada	138	-	138
Totales	<u>5 680</u>	<u>15 295</u>	<u>20 975</u>

/promedios al

promedios al por mayor y refleja la reducción que se producirá en los gastos de explotación al formarse el Sistema Central, construirse los proyectos hidroeléctricos y disponer la ENEE de un mayor volumen de energía para la venta. En 1961 los gastos de explotación representaron 3.07 centavos de dólar por kWh. En 1972 serán de 0.53 centavos.

Los resultados económicos se han basado en el supuesto de que se presentará el período hidroeléctrico crítico en el Lago Yojoa y Río Lindo, lo que aumenta las necesidades de generación térmica al principio del período examinado. A partir de 1966, el Sistema podrá abastecerse con la producción de las plantas hidroeléctricas. La reserva del Sistema la constituyen las plantas diesel de las empresas privadas cuya producción será sustituida por energía de los proyectos hidroeléctricos de la ENEE.

Como la ENEE distribuye energía al detalle en Tegucigalpa, ha sido necesario hacer una estimación de los resultados obtenidos en su sistema primario, separado del resto de la empresa. Para este efecto, se ha supuesto que el "sistema al detalle" de la ENEE comprará energía al "sistema primario" de la ENEE, a un precio de venta al por mayor calculado con base en una rentabilidad del sistema primario igual que el del sistema total (distribución y sistema primario).

Este precio, calculado para Tegucigalpa, es más alto que el estimado para otras empresas. En 1972 sería mayor en 0.36 centavos de dólar por kWh. Esto se origina en el hecho de que la ENEE deberá ofrecer un precio por kWh inferior a los costos por kWh de operación y mantenimiento de los equipos de generación que utilizan las empresas actualmente en la producción de energía. En este caso la ENEE absorberá la diferencia de los costos de producción, incluyendo una rentabilidad adecuada sobre la inversión, en los precios de la energía que venderá en Tegucigalpa. Este hecho no se traducirá necesariamente en distintos precios al detalle, ya que las empresas distribuidoras incluirán en el costo de la energía, además de todos los gastos originados en la distribución y las compras de energía al por mayor, una cantidad por concepto de los equipos de generación instalados y no usados, mientras que la ENEE cargará los gastos equivalentes al sistema primario.

En 1972 las ventas de energía del sistema primario alcanzarán a 3.2 millones de dólares y los gastos directos de operación a 580 000 dólares.

/Estos últimos

Estos últimos han sido estimados independientemente para cada instalación, con base en datos de la propia empresa y de otras instalaciones centroamericanas. Los gastos variables de la planta diesel La Leona (1.26 centavos de dólar por kWh) corresponden a los valores registrados en esa planta en otros años. En 1961 las ventas ascendieron a un millón de dólares con un gasto total de 670 000 dólares.

La depreciación se calculó sobre la base del 4 1/2 por ciento para las inversiones en el sistema Rosario-La Leona y del 2 1/2 por ciento para las obras del Lago Yojoa-Río Lindo y transmisión complementaria.

El capital de trabajo para el sistema de la ENEE representa el 3 por ciento del activo fijo al final del período.

Los resultados económicos del sistema de la ENEE obtenidos en este análisis corresponden, en términos generales, a los determinados en estudios anteriores.

4. Resultados financieros de la expansión del sistema primario

El análisis del movimiento de caja de la ENEE correspondiente al período 1961-1972 permite definir dos etapas en el desarrollo del sistema primario. La primera, hasta 1963, se caracteriza por una baja generación interna de caja, que coincide con la construcción del proyecto El Cañaveral y el mejoramiento de la red de distribución de Tegucigalpa, lo que obligó a obtener un alto financiamiento externo para poder desarrollar esas obras. La segunda etapa, después del inicio de operaciones de Cañaveral, se caracterizará por una baja dependencia de los créditos, a base de mantener niveles todavía elevados en las tarifas al detalle. La ENEE es la que determina los niveles y estructura de sus tarifas eléctricas.

Cañaveral y sus obras complementarias necesitaron el financiamiento de 11.6 millones de dólares para hacer posible su desarrollo, mientras que para los próximos años únicamente se ha contemplado la negociación de un nuevo préstamo de 1.5 millones.

El sistema de la ENEE producirá ingresos suficientes para cubrir el servicio de la deuda existente y la que corresponde a los nuevos créditos que se deban obtener para desarrollar el sistema. También se utilizará para cubrir el programa de expansión del sistema primario.

No se prevén dificultades especiales motivadas por razones financieras, en el desarrollo del programa de expansión de la ENEE.



VI. DESARROLLO COMBINADO DE LOS SISTEMAS ENEE-CEL

A. Consideraciones generales

El desarrollo combinado no es simplemente la interconexión de dos o más sistemas eléctricos sino la fusión de éstos con el objeto de planear y ejecutar las obras de generación y transmisión necesarias para abastecer una sola unidad de mercado, aprovechando al máximo las instalaciones disponibles de esos sistemas y desarrollando sus recursos con miras a obtener los mejores resultados económicos y operativos del conjunto.

El agrupamiento de mercados que se logra con la unión de sistemas eléctricos permite un mejor uso de las instalaciones. En efecto, por razón del aumento del factor de diversidad en el consumo, la capacidad instalada en plantas generadoras y la potencia máxima a transmitir o transformar en líneas y subestaciones que requiere el sistema integrado es menor que las correspondientes a la suma de las unidades que lo forman, si se les considera independientemente. Por otra parte, mayores necesidades de energía favorecen la instalación de unidades productivas y transmisoras de mayor tamaño, lo que produce reducciones apreciables en los costos de esas obras, por economía de escala y costos de operación más bajos. Además, facilita la programación de adiciones de capacidad generadora en forma más ajustada a la curva de necesidades, lo que reduce la inversión no utilizada y los costos de producción.

Los recursos para la producción de energía, especialmente los hidráulicos, pueden ser explotados en forma más económica si se aprovechan al máximo las características propias de cada sitio. La utilización combinada de varios recursos con características complementarias (una planta hidroeléctrica de caudal de pasada con una de embalse estacional o dos plantas alimentadas por ríos de régimen hidrológico complementario) puede producir grandes ventajas a la economía de un sistema. Todas estas posibilidades crecen conforme el agrupamiento de los mercados es mayor, dando oportunidad de obtener cada vez mayores ventajas económicas. Este hecho, comprobado en muchos países, ha favorecido el desarrollo combinado de sistemas como una de las formas más eficaces de extender la electrificación y reducir el costo de la energía.

/El programa de

El programa de actividades del Subcomité Centroamericano de Electrificación se ha centrado especialmente sobre las posibilidades de desarrollo combinado, con el objeto de lograr condiciones similares de suministro en la región y un servicio de calidad adecuada a precio razonable. El desarrollo equilibrado en el suministro de la energía eléctrica en Centroamérica es un factor importante para fomentar un proceso armónico de industrialización con el objeto de consolidar cada vez más el mercado común y la integración económica regional.

A nivel nacional, el proceso de desarrollo combinado de sistemas en cada uno de los países del Istmo Centroamericano ha ido mejorando progresivamente. El agrupamiento de mercados ha llegado a ser casi completo en El Salvador y se iniciará en Honduras durante 1964 con la creación del Sistema Central. A nivel regional, se abren mayores posibilidades de desarrollo combinado en los próximos años.

Cabe señalar que en otros países fuera de la región, normalmente este proceso se ha iniciado como simple intercambio de excedentes ocasionales de energía o aprovechando la diversidad de patrones de consumo en regiones vecinas, que justificaron la construcción de obras de interconexión con solo la energía que ocasionalmente se intercambiaba. Este es el caso de los mercados de Europa, donde los volúmenes ocasionales de energía son muy grandes. La etapa siguiente consistió en concebir las obras generadoras en función de las necesidades y de la economía de todo el sistema. Se aumentó la capacidad hidráulica en la región de los Alpes (zona central) para vender energía a la zona norte de Europa durante el verano, período en donde la fusión de las nieves permite una producción mayor de energía. Las plantas localizadas en el norte de Europa son térmicas y reducen su producción para utilizar energía de los Alpes, economizando de este modo combustible. En el invierno sucede lo contrario, la energía térmica del norte llega hasta la zona central. En este tiempo los caudales se han reducido notablemente en los Alpes. El uso de los recursos ha sido planificado en forma integral y el simple intercambio de energía se ha transformado en desarrollo combinado de los sistemas con la utilización más racional de los recursos.

/Los patrones

Los patrones de consumo de los países centroamericanos son muy semejantes entre sí, aunque las diversidades existentes son de reducida magnitud. Como los consumos totales de energía son relativamente bajos, los volúmenes de intercambio resultantes serían pequeños y no se justificaría construir las obras de interconexión requeridas para aprovecharlos. Por esta razón, entre otras, la etapa de simple intercambio, por sí sola, no ofrece las mismas posibilidades que el desarrollo combinado.

Los únicos recursos conocidos en la región susceptibles de ser utilizados en la producción de energía eléctrica, son los hidráulicos. Existe en Centroamérica un potencial hidroeléctrico económicamente explotable estimado en 6.0 millones de kW. El tamaño y costo de construcción de los proyectos con que se aprovecharía este potencial varía dentro de un rango muy amplio. Algunos serían de gran tamaño en comparación al desarrollo alcanzado por los sistemas actuales y la inversión para utilizarlos no guardaría proporción con la capacidad financiera de las empresas. La mayoría de estos proyectos no han sido objeto de evaluación, por su magnitud y por estar situados lejos de los mercados más desarrollados, a pesar de sus reducidos costos probables de producción. Varios de los proyectos se localizan sobre ríos internacionales.

Para garantizar el suministro adecuado de energía eléctrica a la región es recomendable agrupar los mercados de dos o más países. Esto permitiría utilizar los recursos de mayor tamaño y de más bajo costo de producción, independientemente de su ubicación geográfica, buscando los mayores beneficios económicos para el conjunto. Pareciera que uno de los caminos inmediatos a seguir sería la evaluación acelerada de los recursos hidroeléctricos más prometedores. Esta acción es parte del programa de actividades del Subcomité de Electrificación.

Centroamérica ofrece posibilidades inmediatas para el desarrollo combinado de sistemas eléctricos, cuya realización podría ser el inicio de un amplio y creciente plan de utilización conjunta de los recursos de la región.

El primer caso concreto en que se evalúan las posibilidades y los problemas del desarrollo combinado en Centroamérica, es el de los Sistemas Centrales de El Salvador y de Honduras. La prioridad que se ha dado a este

/caso, se

caso, se origina en varias razones. De un lado, el precio y el escaso suministro de energía en Honduras han sido obstáculos al desarrollo de este país. Por distintas razones, el programa actual de electrificación de la ENEE abarca inicialmente las zonas más desarrolladas. Por otro lado, el potencial evaluado y las características de desarrollo de los proyectos del Lago Yojoa-Río Lindo sólo podrían ser aprovechados en su totalidad hasta 1984, a pesar de constituir uno de los recursos más favorables de la región y de estar ventajosamente localizado con respecto a los centros de consumo de la zona norte de Centroamérica. En lo que se refiere a El Salvador, que cuenta con un mercado de mayor desarrollo, hasta ahora ha basado las adiciones a su capacidad generadora en la construcción de plantas hidroeléctricas sobre el río Lempa. El Lempa es su recurso más importante desde el punto de vista de su utilización para producir energía, pero es internacional en parte de su curso inferior. En esta sección se localizan importantes proyectos para la producción de electricidad, cuyo desarrollo debiera coordinarse internacionalmente para aprovechar total y económicamente este recurso.

El desarrollo combinado de los Sistemas Centrales de Honduras y El Salvador supondría el aprovechamiento total de los proyectos del Lago Yojoa-Río Lindo y el aplazamiento de las obras en el Alto Lempa, hasta 1968. En 1968 se reanudaría la construcción de plantas generadoras, cuyo programa podría ser objeto de revisión por las mayores y crecientes necesidades de energía. Se abrirían así posibilidades de desarrollo de proyectos de mayor capacidad entre los que cabrían los evaluados en el Bajo Lempa, en coordinación con Honduras. Sin embargo, para fines de este análisis, se ha supuesto que los sistemas de ambos países seguirían desarrollándose independientemente después de 1972.

/Como el

Como el único recurso evaluado para la producción de energía en Honduras lo constituye el Lago Yojoa-Río Lindo, se ha supuesto que la ENEE sólo podría comprometerse a suministrar la energía no usada por su propio Sistema. Esta situación podría cambiar si se evaluaran otros recursos hidráulicos en Honduras y resultaran favorables para su aprovechamiento.

El programa de adiciones que se analiza en este estudio se extendería hasta 1972, y a pesar de la limitación expuesta en el párrafo anterior, el desarrollo combinado de ambos sistemas probablemente produciría beneficios adicionales que podrían distribuirse equitativamente y que acaso justificarían su ejecución a corto plazo. Por otra parte, es probable que de llegarse a este acuerdo, sería posible que en el futuro se planificaría conjuntamente el suministro de energía a este Sistema, atendiendo a la mayor utilización de los recursos disponibles en ambos países, especialmente los localizados en el río Lempa, lo que podría acarrear mayores beneficios que no han sido considerados en este estudio.

B. Planeamiento del sistema generador-trasmisor

1. Fecha posible de iniciación de operaciones de las obras de interconexión

Abril de 1966 es la fecha más cercana en que podrían iniciarse operaciones de las obras de interconexión de la ENEE y la CEL. Se ha estimado esa fecha, con base en un programa que supone períodos normales para la realización de sus diversas etapas, de acuerdo con el siguiente detalle:

<u>Etapas</u>	<u>Proceso</u>	<u>Fecha de terminación</u>
1a.	Evaluación y análisis del informe general de la Misión Centroamericana de Electrificación	Mayo de 1963
2a.	Iniciación de los estudios finales del informe para gestionar el financiamiento de las obras y la preparación de carteles de licitación, por parte de firmas consultoras	Julio de 1963
3a.	Iniciación de gestiones para obtener el financiamiento	Noviembre de 1963
4a.	Firma de acuerdos de financiamiento con organismos de crédito	Marzo de 1964
5a.	Publicación de carteles de licitación para la adquisición de equipos, materiales y contratos de construcción	Enero de 1964
		/6a. Apertura de

<u>Etapa</u>	<u>Proceso</u>	<u>Fecha de terminación</u>
6a.	Apertura de ofertas	Abril de 1964
7a.	Adjudicación de licitaciones	Junio de 1964
8a.	Firma de contratos con fabricantes de los equipos y con los contratistas de obras	Julio de 1964
9a.	Entrega de equipos principales de subestaciones (15 meses)	Octubre de 1965
10a.	Entrega de equipos y materiales de líneas de transmisión (6 a 12 meses)	Julio de 1965
11a.	Construcción e instalación de equipo en subestaciones (5 meses)	Marzo de 1966
12a.	Construcción de líneas de transmisión (12 meses)	Enero de 1966
13a.	Interconexión y pruebas (1 mes)	Abril de 1966

Como la interconexión estaría ligada al suministro de energía por una planta hidroeléctrica cuya construcción sería indispensable para el Sistema, cual es el caso de la planta de San Buenaventura en este estudio, la iniciación de operaciones de esta planta sería en marzo de 1967, de acuerdo con el siguiente programa:

<u>Etapa</u>	<u>Proceso</u>	<u>Fecha de terminación</u>
14a.	Publicación de carteles de licitación para la adquisición de equipos, materiales y contratos de construcción	Enero de 1964
15a.	Firma de contratos de adquisición de equipos, materiales y contratos de construcción	Julio de 1964
16a.	Entrega de los equipos principales de la casa-máquinas (24 meses)	Julio de 1966
17a.	Instalación de equipos (tiempo adicional después de la entrega final, de los equipos principales (6 meses)	Enero de 1967
18a.	Pruebas e inicio de operaciones (2 meses)	Marzo de 1967

/2. Necesidades

2. Necesidades de potencia y energía

Las necesidades de potencia y energía del desarrollo combinado han sido estimadas como la suma de las correspondientes a cada uno de los Sistemas, bajo el supuesto de que no existe diversidad en las variaciones de la curva de potencia. Sin embargo, es de esperar que en este caso se presente dicha diversidad, por cuanto en lo general, existe en mayor o menor grado entre Sistemas, cualquiera que fuere el tamaño. La información para calcular su valor actual es incompleta y está dispersa. En todo caso, su existencia favorecería al Sistema combinado.

Las necesidades de producción de energía de las plantas generadoras del Sistema, varían desde 528 millones de kWh en 1966, hasta 1 017 millones en 1972 (cuadro 18). La relación entre producción requerida en período seco y en el de lluvias varía cada año, puesto que la proporción relativa de cada sistema va cambiando. La demanda máxima alcanza a 213.8 MW en el período seco de 1972. La curva de carga diaria típica del sistema total (lámina 3) es la resultante de la integración ponderada de las curvas de ambos Sistemas y refleja la mayor proporción de energía que consume la CEL.

3. Recursos para la producción de energía

Los recursos evaluados disponibles para la producción de energía fueron descritos en la sección V de este documento y han servido para realizar el planeamiento del sistema generador-trasmisor de la CEL-ENEE. Estas evaluaciones han sido efectuadas en ambos países, en su mayor parte, por la misma firma de ingenieros consultores, lo que ha facilitado la labor de la Misión Centroamericana de Electrificación.

Los recursos del Alto Lempa en El Salvador y los del Lago Yojoa-Río Lindo son los más favorables para ser desarrollados para abastecer el Sistema combinado entre los años 1966-1972, dadas sus propias condiciones de crecimiento, la capacidad financiera de las empresas y los costos de construcción y producción de los proyectos incluidos. Estos costos son más bajos en los proyectos del Lago Yojoa-Río Lindo que los equivalentes en los proyectos del Alto Lempa. Si se les considerara como alternativas de suministro a un mismo sistema, el primero tendría prioridad en el programa de adiciones de generación.

/El grado de

El grado de avance logrado en la evaluación de los recursos del Alto Lempa y del Lago Yojoa-Río Lindo, permiten considerar que las investigaciones realizadas hasta la fecha garantizan las posibilidades de desarrollo establecidas en los estudios técnicos realizados con ese objeto y que, además, cualquiera de los proyectos evaluados que se adopte como más favorable para su próximo desarrollo, podría entrar de inmediato en la etapa de estudios finales e iniciar operaciones en la fecha prevista.

No obstante que las condiciones hidrológicas críticas en la cuenca del río Lempa no parecen coincidir con las de la región del Lago Yojoa-Río Lindo, se ha supuesto esta coincidencia para fines de este estudio. La disponibilidad de series más largas de información básica sobre caudales y lluvias harán posible definir con mayor certeza la existencia de esta diversidad en la ocurrencia de los años críticos, de la cual se derivarían mayores ventajas en el supuesto de la interconexión de los sistemas eléctricos que utilizan esas aguas.

Durante el período seco del año crítico, la producción de energía de la CEL es de 170 millones de kWh, correspondiendo 131 a la planta "5 de noviembre" (75 MW) y 39 a la de Guajoyo (15 MW). Representa un promedio mensual de 24.3 millones de kWh y un factor de utilización de 37.5 por ciento. Durante el período de lluvias la producción de la planta "5 de noviembre" puede llegar a 220 millones de kWh, que corresponde a un factor de utilización del 81.4 por ciento, y es el resultado de mayores caudales de que dispone el río Lempa en esa época. La acumulación de agua en el Lago Güija, para ser aprovechada durante el período seco, limita la producción de Guajoyo a unos 5 millones de kWh en el período de lluvias con un factor de utilización de 9.3 por ciento.

El Lago Yojoa y el Río Lindo ofrecen una combinación muy favorable para su desarrollo en la producción de energía (lámina 5). El lago tiene una superficie de 90 kilómetros cuadrados y un área de drenaje de 320. Está situado al noroeste de Honduras, en una de las regiones de mayor precipitación en el país (3 500 mm por año). Varios arroyos drenan las zonas montañosas de su cuenca hacia el lago y parece existir una corriente considerable de agua subterránea de las montañas hacia él. Estos aportes, unidos a la precipitación

Referencia	1966			1967			1968			1969			1970			1971			1972		
	Periodo		Total año	Periodo		Total año	Periodo		Total año	Periodo		Total año	Periodo		Total año	Periodo		Total año	Periodo		Total año
	Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias	
Energía requerida en plantas generadoras (Millones kWh)																					
Honduras, Sistema ENEE	79	59	138	90	67	157	98	73	171	106	80	186	115	87	202	126	94	220	197	109	240
El Salvador, Sistema CEL	236	154	390	265	174	439	297	196	493	334	220	554	374	247	621	419	276	695	468	309	777
Total energía requerida	315	213	528	355	241	596	395	269	664	440	300	740	489	334	823	545	370	915	605	412	1 017
Detalle de la generación (Millones kWh)																					
Honduras ENEE-hidro	101	6	107	185	28	213	225	44	269	255	75	330	349	109	428	374	145	519	433	187	620
El Salvador CEL-hidro	170	207	377	170	213	383	170	225	395	170	225	395	170	225	395	170	225	395	170	225	395
El Salvador CEL-térmica	44	-	44	-	-	-	-	-	-	15	15	-	-	-	1	-	-	1	2	-	2
Subtotal CEL	214	207	421	170	213	383	170	225	395	185	225	410	170	225	395	171	225	396	172	225	397
Total generación sistema interconectado	315	213	528	355	241	596	395	269	664	440	300	740	489	334	823	545	370	915	605	412	1 017
Demanda máxima (mw)																					
Honduras Sistema ENEE	26.3	25.0	30.3	28.8	33.7	32.0	37.3	35.4	41.2	39.3	45.6	43.3	49.8	47.3							
El Salvador Sistema CEL	93.0	82.7	104.3	93.0	116.5	103.9	130.5	116.5	145.8	130.5	162.7	145.5	181.5	162.5							
Total demanda máxima	119.3	107.7	134.6	121.8	150.3	135.9	167.8	151.9	187.0	169.6	208.3	188.8	231.3	209.8							
Capacidad instalada (mw)																					
Honduras sistema ENEE-hidro	33.0	33.0	53.0	53.0	73.0	73.0	73.0	73.0	113.0	113.0	113.0	113.0	133.0	133.0							
Honduras sistema ENEE-térmico	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7							
Subtotal sistema ENEE	39.7	39.7	59.7	59.7	79.7	79.7	79.7	79.7	119.7	119.7	119.7	119.7	139.7	139.7							
El Salvador sistema CEL-hidro	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0							
El Salvador sistema CEL-térmico	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0							
Subtotal sistema CEL	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0							
Total capacidad instalada ENEE-CEL	149.7	149.7	169.7	169.7	189.7	189.7	189.7	189.7	229.7	229.7	229.7	229.7	249.7	249.7							

/Continuación

Cuadro 18 (continuación)

Referencia	1966			1967			1968			1969			1970			1971			1972		
	Período		Total año	Período		Total año	Período		Total año	Período		Total año	Período		Total año	Período		Total año	Período		Total año
	Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias		Seco	Lluvias	
Transferencias de energía (Millones kWh)																					
De ENEE a CEL neto en cada período	22	-	22	95	-	95	127	-	127	149	-	149	204	22	226	248	51	299	296	84	380
De CEL a ENEE neto en cada período	-	53	53	-	39	39	-	29	29	-	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Potencia hidro mínima disponible ENEE (mw)	6.7	8.0		22.7	24.2		39.3	41.0		35.7	37.6		71.8	73.9		67.4	69.7		83.2	85.7	
Potencia máxima requerida por CEL por sobre capacidad instalada hidro (mw)	3.0	-		14.3	5.8		26.5	18.1		40.5	32.0		55.8	47.3		72.7	64.2		91.5	83.0	
Capacidad térmica requerida (mw)	8.7	-		-	-		-	-		4.8	-		-	-		4.3	-		8.3	-	
Capacidad térmica disponible para reserva (mw)	17.6	26.7		26.7	26.7		26.7	26.7		21.9	26.7		26.7	26.7		22.4	26.7		18.4	26.7	

/directa

directa recibida por el lago, han producido fluctuaciones de hasta cinco metros en el nivel de las aguas en el período observado. Usualmente esas variaciones alcanzan hasta 3.2 metros anualmente. El nivel máximo ocurre en noviembre o diciembre, meses en que termina el período de lluvias. El mínimo se produce en mayo o junio. El lago tiene una profundidad media de unos 20 metros y se encuentra a una elevación de 635 metros sobre el nivel del mar.

Se conocen sólo dos desagüaderos. Al sureste se encuentra el río Jaitique, que ofrece una salida a las aguas cuando éstas alcanzan su mayor elevación. Este río se une unos 5 kilómetros aguas abajo con el río Tepemechín que viene de los montes de Xicague. Al sureste los ríos Pescadero y Eneas, conforman la otra salida. Después de recorrer más de un kilómetro se pierden en unos agujeros en la roca y reaparecen a un nivel más bajo con el nombre de río Zacapa que desagua, como el Jaitique, en el río Ulúa.

El proyecto del Lago Yojoa-Río Lindo supone la utilización del lago como un gran embalse, cuyas salidas pueden cerrarse con obras de costo relativamente bajo y de esta manera es posible regular prácticamente la totalidad de la escorrentía de su área de drenaje. Estas aguas así acumuladas se pueden utilizar en la producción de energía, desviándolas hacia el norte y desarrollándolas a lo largo del Río Lindo en los quince kilómetros de su caída hasta las planicies de la costa norte. Las aguas de este río, que tienen una cuenca independiente a la del lago, nacen en la región adyacente situada hacia el norte. Uno de sus afluentes, el río Blanco, puede ser fácilmente derivado hacia el lago y su caudal regulado estacionalmente, lo que está previsto como parte de las obras de Cañaverál.

Las aguas del Lago Yojoa y del Río Lindo se utilizarán en la producción de energía en tres proyectos que aprovechan 543 metros de la diferencia de nivel del lago y las llanuras de la costa norte. Más abajo de este nivel resulta antieconómico desarrollar el recurso en la producción de energía, puesto que la pendiente del Río Lindo se reduce considerablemente.

Los estudios realizados por la ENEE han demostrado que la mejor utilización de estos recursos se obtiene de la siguiente manera:

/a) Cerrar las

a) Cerrar las salidas conocidas en el río Pescadero, el Eneas y el Jaitique. Cerrar la salida del Jaitique, construyendo una presa después de su unión con el Tepemechín, lo cual permitiría agregar las aguas de este último al Lago;

b) Agregar las aguas del río Blanco al Lago por medio de obras de derivación;

c) Usar el lago como un gran embalse, cuyas pérdidas por evaporación serían prácticamente las mismas que las actuales.

d) Derivar las aguas por un canal hacia el norte en dirección al Río Lindo;

e) Utilizar las aguas en la producción de energía en tres proyectos a lo largo del cauce principal del Río Lindo: Cañaverál con 147 metros de caída bruta, San Buenaventura con 176 y el río Lindo con 220. Esta repartición de la caída utilizable es la que produce los resultados más económicos para el conjunto.

f) Las etapas de desarrollo de este recurso pueden hacerse en forma independiente y cuando fuere más conveniente a las necesidades del sistema. El orden de desarrollo más económico es el siguiente: Cañaverál, San Buenaventura y Río Lindo. Las plantas han sido concebidas como unidades flexibles que permitan su ampliación futura sin ocasionar trastornos a las instalaciones que fueren construídas con anterioridad;

g) La producción de energía de cada uno de los proyectos y sus características se resumen a continuación:

Planta	Caudal total		Caudal regulado		Producción anual de energía (millones kWh)		Total
	Caída bruta m	utilizado (m ³ /seg.)	La Yojoa (m ³ /seg.)	Regulada en Lago Yojoa	No regulada (Río Lindo)		
A) Sin desviar el Tepemechín con la presa del Jaitique							
1. Hidro Cañaverál	147	10.5	10.5	100	-	100	
2. Hidro San Buenaventura	176	12.5	10.5	126	24	150	
3. Hidro Río Lindo	220	16.5	10.5	159	91	250	
Total	<u>543</u>			<u>385</u>	<u>115</u>	<u>500</u>	
B) Desviando el Tepemechín con la presa del Jaitique							
1. Hidro Cañaverál	147	14.0	14.0	130	-	130	
2. Hidro San Buenaventura	176	16.0	14.0	166	24	170	
3. Hidro Río Lindo	220	20.0	14.0	209	91	300	
Total	<u>543</u>			<u>505</u>	<u>115</u>	<u>600</u>	

La planta de Cañaveral tendrá una capacidad instalada de 30 MW y no contará así con las aguas del Tepemechín ni del Jaitique para la producción de energía.

Las plantas hidroeléctricas La Leona y El Rosario pueden producir un mínimo de 6 millones de kWh durante el período de lluvias y 4 en el seco.

4. Demanda y disponibilidades de potencia y energía

La interconexión de los sistemas de la CEL y la ENEE se justificaría a partir de 1966. La solución técnico-económica más favorable de adiciones a la capacidad generadora sería la de desarrollar totalmente los recursos del Lago Yojoa-Río Lindo, de menor costo unitario, posponiendo la ejecución de los proyectos del Alto Lempa, de costo relativamente más elevado, hasta 1968.

El desarrollo combinado permitiría una mayor utilización de las obras de generación actuales y de los futuros desarrollos, al máximo compatible con las características propias de cada planta. Además, la capacidad instalada requerida por el sistema CEL-ENEE hasta 1972, sería menor que la suma de las definidas para los sistemas considerados individualmente. Se producirían economías en las inversiones, tanto por el menor costo unitario de las instalaciones como por la reducción en la capacidad instalada. A pesar de lo anterior, el Sistema contaría con una capacidad de reserva adecuada, ventaja adicional para el sistema de la CEL que podría estar desprovisto de ella durante algunos lapsos del período en estudio en el caso de la solución independiente. Con el desarrollo combinado la reducción en las inversiones en el período 1966-1972 alcanzaría a 29.4 millones de dólares, a pesar de que sería necesario invertir en las obras de interconexión 7.2 millones.

Las adiciones recomendadas a la capacidad generadora producirían un aumento de 100 MW en la capacidad instalada del Sistema, que variaría de 149.7 en 1965 hasta 249.7 en 1972. Las adiciones recomendadas consistirían en desarrollar San Buenaventura en dos etapas, ambas de 20 MW. La primera para 1967 y la segunda para 1968, incluyendo las obras del Jaitique que aumentarían la producción de energía en Cañaveral y San Buenaventura. Además, se instalarían en Río Lindo tres unidades de 20 MW cada una. Las primeras iniciarían operaciones en 1970 y la tercera en 1972. Las obras

/de interconexión

de interconexión supondrían la construcción de dos líneas independientes de transmisión a 138 kV con sus instalaciones complementarias. La primera debería operar en 1966 y la segunda en 1967 (lámina 6).

La operación general de las plantas para lograr las condiciones económicas más favorables, se puede resumir en la forma siguiente (cuadro 18):

a) La planta "5 de Noviembre", que durante el período de lluvias cuenta con suficiente caudal para generar, operaría como planta base del Sistema durante esos meses, produciendo toda la energía que éste es capaz de absorber. Guajoyo y las plantas del Lago Yojoa-Río Lindo operarían complementando la producción de esa planta, y acumularían agua en sus respectivos embalses para utilizarla en el período seco.

b) En el período seco se invierte la operación de las plantas. En la base de la curva de carga operarían las plantas del sistema Lago Yojoa-Río Lindo y el Guajoyo.

c) Las plantas de El Rosario y La Leona operarían únicamente cuando las otras plantas hidroeléctricas resultaran insuficientes para satisfacer la demanda.

d) Las plantas térmicas operarían cuando la producción hidroeléctrica no alcanzara a cubrir las necesidades del Sistema. Esto podría ocurrir ocasionalmente durante algunos años en el período seco. En este caso, operarían en la base de la curva de carga. En ciertos períodos cubrirían pequeños faltantes de potencia, utilizándose las unidades más apropiadas. La capacidad térmica instalada es de 26.7 MW, llegándose a utilizar un máximo de 8.3 MW en 1972. El sobrante llenaría apropiadamente las necesidades de reserva para un sistema cuyas unidades más grandes serían de 20 MW.

La operación anterior se traduciría en intercambios diarios y estacionales de energía entre ambos sistemas, cuyos saldos netos llegarían a alcanzar 380 millones de kWh en 1972, al llegar al máximo el proceso de intercambio y utilización de las obras de interconexión. Durante el primer año se produciría un saldo favorable a la CEL por 31 millones de kWh, al sustituirse la producción térmica de La Leona por energía de más bajo costo de producción de las térmicas de la CEL. Durante los demás años el saldo favorecería a la ENEE, hasta alcanzar 380 millones de kWh en 1972, que corresponderían al 45.7 por ciento de la producción total requerida por el

Sistema Central de El Salvador en ese año. Hasta 1969 el saldo neto de intercambio en el período de lluvias correspondería a la CEL, pues se utilizaría prácticamente toda la producción de sus plantas hidroeléctricas, lo que favorecería la economía del Sistema, ya que parte de esa energía es secundaria. Los valores de intercambio de energía así determinados podrían ser ligeramente menores en la operación real del sistema combinado si las plantas hidráulicas de la CEL produjeran mayor cantidad de energía que la estimada, por condiciones hidrológicas más favorables.

La reducción en la capacidad instalada requerida en el sistema interconectado se originaría en el hecho de que el programa de adiciones de plantas generadoras se ajustaría más a la curva de necesidades que en el caso de las soluciones independientes.

Al concluir el año 1972 se habría alcanzado la máxima producción hidráulica de ambos sistemas y se requeriría la adición de más capacidad instalada en 1973. Sin embargo, en este año sería posible operar sin nuevas instalaciones, si se usaran las instalaciones térmicas a casi su máxima capacidad, pero el sistema quedaría sin reservas.

5. Obras de interconexión

La misión estudió tres posibilidades de obras de interconexión entre los sistemas de la CEL y ENEE, capaces de transmitir económicamente la energía de los intercambios. La base del análisis económico se centró en la suposición de que únicamente se transmitiría por ellas la energía resultante del plan de desarrollo de recursos hasta 1972 analizado en el punto anterior. El máximo volumen neto de intercambio sería de 380 millones de kWh. De aquí en adelante este valor comenzaría a descender al ir absorbiendo el sistema de la ENEE cada vez mayores cantidades de energía que restaría al suministro del sistema de la CEL. Esta empresa tendría que construir plantas después de 1972 para abastecer los incrementos normales de su sistema y la energía que dejaría de suministrarle la ENEE. De seguir el ritmo de crecimiento supuesto para el sistema de la ENEE del 9 por ciento anual, en 1984 ya no quedaría ningún sobrante para venderle a la CEL (cuadro 19). El sistema de la ENEE que en 1972 suministraría el 45.7 por ciento de la energía que requiere El Salvador reduciría su participación en 1976, diez años después de iniciado el desarrollo combinado, a un 22.2 por ciento de la correspondiente a ese año.

Cuadro 19

IMPORTANCIA RELATIVA DE LAS COMPRAS DE LA CEL A LA ENEE,
1973-1984

(Millones de kWh)

Año	Producción requerida por El Salvador				Porcentaje de energía comprada a la ENEE por la CEL
	Total ^{a/}	Empresas independientes de El Salvador	Compras a ENEE	Saldo a producir por la CEL	
1973	922	55	358	509	38.8
1974	1 023	55	334	634	32.6
1975	1 136	55	308	883	27.1
1976	1 261	55	280	926	22.2
1977	1 400	55	249	1 096	17.8
1978	1 554	55	216	1 283	13.9
1979	1 725	55	179	1 491	10.4
1980	1 915	55	142	1 718	7.4
1981	2 126	55	105	1 966	4.9
1982	2 360	55	58	2 247	2.5
1983	2 620	55	5	2 670	0.2
1984	2 908	55	-	2 853	0.0

^{a/} Con base en un crecimiento del 11 por ciento anual.

/Si se

Si se realizara el desarrollo combinado y se llegara a acuerdo para seguir planificando conjuntamente el aprovechamiento de los recursos, después de 1972, especialmente el desarrollo de la sección inferior del río Lempa, la interconexión podría ser concebida con un criterio diferente que favorecería las soluciones de voltaje más elevado para esas obras de transmisión. El simple hecho de contar con estas obras permitiría reducir a la mitad la capacidad requerida de reserva para cada Sistema Central en 1972 (20 MW), lo que equivaldría a un ahorro aproximado de 3 millones de dólares.

Los voltajes usados en los Sistemas Centrales de la CEL y la ENEE son diferentes y corresponden a valores de 115 y 138 kV, respectivamente, lo que requeriría obras de transformación adicionales.

Las obras de las tres posibilidades estudiadas pueden resumirse así:

Solución 1: (láminas 7, 10 y 12)

Líneas

- a) Una línea de transmisión, de un circuito a 230 kV, entre Cañaveral y San Rafael Cedros (188 km).
- b) Dos líneas de transmisión independientes, de un circuito a 115 kV, entre San Rafael Cedros y San Salvador (32 km cada una).

Subestaciones

- i) Subestación en Cañaveral, 138/230 kV, con 120 MVA de capacidad instalada final (lámina 14)
- ii) Subestación en San Rafael Cedros, 230/115 kV, con 120 MVA de capacidad instalada final (lámina 15).

Solución 2: (lámina 8)

Líneas

- a) Dos líneas de transmisión independientes, de un circuito a 138 kV, entre Cañaveral y San Rafael Cedros (188 km cada una).
- b) Dos líneas de transmisión independientes, de un circuito a 115 kV, entre San Rafael Cedros y San Salvador (32 km cada una).

Subestaciones

- i) Patio de interruptores en Cañaveral a 138 kV (lámina 16).
- ii) Subestación en San Rafael Cedros, 138/115 kV, con 120 MVA de capacidad instalada final (lámina 17).

/Solución 3:

Solución 3: (Láminas 9, 11 y 13)

Líneas

- a) Una línea de transmisión, de un circuito a 138 kV, entre Cañaveral y 5 de Noviembre (160 km).
- b) Una línea de transmisión, de un circuito a 115 kV, entre 5 de Noviembre y San Salvador (62 km).
- c) Una línea de transmisión, de un circuito a 115 kV, entre Cañaveral y San Rafael Cedros (188 km).
- d) Una línea de transmisión, de un circuito a 115 kV, entre San Rafael Cedros y San Salvador (32 km).

Subestaciones

- i) Patio de interruptores en Cañaveral a 138 kV (lámina 16)
- ii) Subestación en la planta 5 de Noviembre, 138/115 kV, con 60 MVA de capacidad instalada final (lámina 18).
- iii) Subestación en San Rafael Cedros, 138/115 kV, con 60 MVA de capacidad instalada final (lámina 19).

El monto de la inversión de cada una de estas posibles soluciones, total y por países, es el siguiente:

Solución	Monto de la inversión (Miles de dólares)		
	Total	El Salvador	Honduras
1	7 061	2 915	4 146
2	7 085	2 992	4 093
3	7 152	2 933	4 219

Estas tres posibilidades podrían ser desarrolladas en dos etapas. La primera, al iniciar las operaciones de las obras de interconexión en 1966 y la segunda, cuando la capacidad de éstas comience a ser insuficiente en 1969. El resumen de los presupuestos de cada una de las obras incluidas en estas soluciones y las inversiones que deberían hacerse en sus dos etapas de desarrollo, figura en el apéndice 1.

/Como se dijo

Como se dijo anteriormente, el estudio económico comparativo se basa en que las obras serían utilizadas únicamente para transmitir los excesos netos de producción de energía de los proyectos del Lago Yojoa-Río Lindo, que se intercambiaría con motivo del desarrollo combinado. Esos excesos alcanzarían a 3 565 millones de kWh desde 1966 hasta 1983, o sea un promedio anual de 198 millones. El costo de transmisión por kWh (Solución 3), suponiendo que la vida activa de la línea correspondiera únicamente a esos 17 años y a un tipo de interés del 6 por ciento, sería de 0.004 dólares. Este costo sería menor porque el flujo real de energía es mayor que el neto.

La suma del valor presente de las inversiones con el de las pérdidas de energía y los gastos de operación y mantenimiento de cada una de esas soluciones, al 31 de diciembre de 1962, alcanzaría a 6.56 millones de dólares para la primera solución; 6.95 para la segunda y 6.99 para la tercera. Sin embargo, debe aclararse que la Solución 1 tendría una mayor capacidad de transmisión en la línea que sería utilizada a un máximo del 50 por ciento de su capacidad, mientras que las otras dos alcanzarían plena capacidad cuando el intercambio llegara a su máximo, en 1972.

Las tres soluciones producirían resultados económicos muy parecidos. La primera, la más económica, requeriría inversiones más fuertes al principio del programa. Si los organismos de electrificación decidieran proseguir con el desarrollo combinado después de 1972, es probable que los intercambios de energía tenderían a aumentar y favorecerían aún más esta solución. Si esto ocurriera, sería más conveniente disponer de más de una línea de enlace entre los Sistemas, lo que podría resolverse construyendo la primera etapa de la Solución 3 y, luego, desarrollar la Solución 1.

Si el desarrollo combinado llegase hasta 1972, las líneas de interconexión previstas en la Solución 3 podrían ser usadas en el Sistema Central de la CEL para llevar energía a San Salvador, con una de ellas, del proyecto El Silencio, y, con la otra, del proyecto o proyectos más favorables a desarrollar en el Bajo Lempa. Honduras podría recibir, por una de ellas, energía de un proyecto del Bajo Lempa que fuera desarrollada conjuntamente por la CEL y la ENEE. Por estas razones, la Solución 3 ha sido escogida para fines de este estudio.

/Además de

Además de las soluciones anteriores, la Misión consideró otras posibilidades de interconexión. Una línea a 138 kV entre Guajoyo y Cañaveral, con miras a abastecer el occidente de Honduras. Otra línea a 138 kV entre San Miguel y Cañaveral, con el propósito adicional de suministrar energía a la región sur de Honduras. Si bien estas soluciones serían factibles técnicamente, sus beneficios económicos serían más reducidos. Además, se comprobó que sería más ventajoso alimentar esas regiones hondureñas por la vía del Sistema Central de ese país.

6. Adiciones de generación y transmisión programadas, 1961-1972

La interconexión de los sistemas CEL-ENEE sería favorable desde 1966, si la decisión se tomara en 1964. Sería necesario desarrollar un programa complementario de obras de transmisión de energía a los centros de consumo y cumplir las fechas de iniciación en la operación para garantizar el suministro que se prevé en este estudio (cuadro 20). La CEL pospondría únicamente la construcción de las plantas hidroeléctricas generadoras y sus respectivas líneas de transmisión.

C. Inversiones en el sistema generador-trasmisor, (1961-1972)

La inversión total en adiciones al sistema generador-trasmisor alcanzaría a 47.7 millones de dólares en el desarrollo combinado CEL-ENEE (cuadros 21 y 22). Esta cifra representaría una disminución de 29.4 millones sobre los programas independientes de cada uno de los sistemas. La reducción en gastos en moneda local y extranjera alcanzaría, en su orden, a 12.4 y a 17.0 millones de dólares.

Los costos de construcción de las nuevas obras que supone el desarrollo combinado, se estimaron sobre las mismas bases utilizadas en el cálculo de los proyectos considerados en los programas independientes.

Los costos de las nuevas obras del Lago Yojoa-Río Lindo se han estimado con base en los resultados obtenidos en la construcción de la planta de Cañaveral.

Los costos de las obras de interconexión se han calculado de acuerdo con experiencias recientes en Centroamérica y México.

Cuadro 20

DESARROLLO COMBINADO ENEE-CEL

Adiciones de generación y transmisión 1961-1972

Obras	Año de inicio de operaciones
<u>En El Salvador (sistema de la CEL)</u>	
<u>1. Plantas generadoras</u>	
.1 Hidro Guajoyo (15 MW)	1964
.2 Vapor Acajutla (15 MW)	1965
.3 Hidro "5 de Noviembre" (quinta unidad) (15 MW)	1965
<u>2. Obras complementarias de transmisión^{a/}</u>	
.1 Obras alimentación Oriente (primera etapa)	1963
.2 Subestación 15MVA (San Salvador) con Guajoyo	1964
.3 Línea de transmisión Guajoyo-Santa Ana	1964
.4 Patio de suiches (Santa Ana) para línea Guajoyo-Santa Ana	1964
.5 Obras de interconexión Acajutla	1966
.6 Subestación 15MVA (San Salvador)	1966
.7 Obras de alimentación a Oriente (segunda etapa)	1968
.8 Subestación 15MVA (San Salvador)	1968
.9 Subestación 30MVA (San Salvador)	1969
.10 Subestación 15MVA (Santa Ana)	1972
.11 Subestación 15MVA (San Salvador)	1972
<u>En Honduras (sistema de la CEL)</u>	
<u>3. Plantas generadoras</u>	
.1 Hidro Cañaveral (30 MW)	1964
.2 Hidro San Buenaventura (primera etapa) obras del Jaitique y Río Lindo (20 MW)	1967
.3 Hidro San Buenaventura (segunda etapa) (20 MW)	1968
.4 Hidro Río Lindo (primera etapa, incluyendo desviación y construcción obras de embalse) (40 MW)	1970
.5 Hidro Río Lindo (segunda etapa) (20 MW)	1972
<u>4. Obras complementarias de transmisión^{a/}</u>	
.1 Obras de alimentación a Tegucigalpa, San Pedro Sula, Puerto Cortés, Búfalo, Bijao y El Mochito	1964
.2 Obras de alimentación a Santa Bárbara	1967
.3 Obras de alimentación a Comayagua y Siguatepeque	1967
<u>5. Obras de interconexión CEL-ENEE</u>	
.1 Primera etapa	1966
.2 Segunda etapa	1969

^{a/} Las características de estas obras aparecen en el capítulo V.

Cuadro 21

RESUMEN DE COSTOS DE CONSTRUCCION

Desarrollo combinado ENEE-CEL

Adiciones de generación y transmisión 1961-1972

Obras	Gastos en moneda local	Gastos en moneda extranjera	Total
	Miles de dólares		
<u>En El Salvador (sistema de la CEL)</u>			
1. <u>Plantas generadoras (incluyendo subestaciones elevadoras)</u>			
.1 Hidro Guajoyo	1 410	3 111	4 521
.2 Vapor Acajutla	1 080	3 230	4 310
.3 Hidro "5 de Noviembre" (quinta unidad)	355	1 070	1 425
Subtotal generación	<u>2 845</u>	<u>7 411</u>	<u>10 256</u>
2. <u>Obras de transmisión e instalaciones generales</u>			
.1 Obras de alimentación a Oriente (primera etapa)	33	102	135
.2 Obras de transmisión complementarias al proyecto hidroeléctrico de Guajoyo (subestación 15 MVA en San Salvador, línea Guajoyo-Santa Ana y patio de suiches Santa Ana)	175	350	525
.3 Obras de interconexión Acajutla	203	583	786
.4 Subestación 15MVA (San Salvador)(1966)	72	211	283
.5 Obras de alimentación a Oriente (segunda etapa)	420	1 189	1 609
.6 Subestación 15 MVA (San Salvador)	72	211	283
.7 Subestación 30 MVA (San Salvador)	144	422	566
.8 Subestación 15 MVA (Santa Ana)	72	211	283
.9 Subestación 15 MVA (San Salvador)	72	211	283
.10 Otras obras de transmisión y planta general	270	830	1 100
Subtotal transmisión e instalaciones generales	<u>1 533</u>	<u>4 320</u>	<u>5 853</u>
Total sistema CEL	<u>4 378</u>	<u>11 731</u>	<u>16 109</u>

/En Honduras

Cuadro 21 (continuación)

Obras	Gastos en mo	Gastos en mone	Total
	neda local	da extranjera	
	Miles de dólares		
<u>En Honduras (sistema de la ENEE)</u>			
<u>3. Plantas generadoras y obras de transmisión complementarias</u>			
.1 Hidro Cañaveral y obras de transmisión complementarias a Tegucigalpa, Zona Norte y El Mochito	3 735	10 015	13 750
.2 San Buenaventura (primera unidad), incluyendo obras del Jaitique, desviación del Río Lindo y obras de alimentación a Santa Bárbara, Comayagua y Siguatepeque	1 699	3 820	5 519
.3 San Buenaventura (segunda unidad)	573	2 080	2 653
.4 Río Lindo (primera y segunda unidad) con desviación del Río Lindo y la construcción del embalse regulador	2 700	6 435	9 135
.5 Río Lindo (tercera unidad)	800	2 450	3 250
.6 Mejoras plantas El Rosario y La Leona y transmisión asociada	138	-	138
Subtotal sistema ENEE	<u>9 645</u>	<u>24 800</u>	<u>34 445</u>
<u>4. Obras de interconexión CEL-ENEE</u>			
.1 Obras de interconexión en El Salvador	785	2 148	2 933
.2 Obras de interconexión en Honduras	1 129	3 090	4 219
Subtotal obras de interconexión	<u>1 914</u>	<u>5 238</u>	<u>7 152</u>
<u>5. Total sistema interconectado CEL-ENEE</u>	<u>15 937</u>	<u>41 769</u>	<u>57 706</u>

D. Resultados económicos

El sistema combinado CEL-ENEE produciría una rentabilidad media sobre la inversión inmovilizada de 11.1 por ciento en el período 1961-1972. Esta rentabilidad sería superior a la obtenida en los programas independientes, que oscilaría alrededor del 10 por ciento.

La rentabilidad adicional que se obtendría con el desarrollo combinado, por encima del 10 por ciento, produciría un beneficio acumulado de 9.9 millones de dólares al concluir el año de 1972 (cuadro 23, línea 12).

La venta de energía del sistema integrado, calculada a los precios estimados en los programas independientes, ascendería a 14.4 millones de dólares en 1972. Los gastos de explotación correspondientes serían de 4.2 millones, estimados con base en experiencias centroamericanas. Las depreciaciones se calcularon sobre las mismas bases aplicadas a las obras de los programas independientes, y para las obras de interconexión se ha estimado un 3.33 por ciento de la inversión en servicio (cuadro 24).

Los gastos de explotación representarían 0.43 centavos de dólar por kWh en 1972 y la inversión por kW instalado sería de 369 dólares. Estos valores serían normales para un sistema como éste.

Debe observarse la tendencia constante hacia un aumento de la rentabilidad promedio, conforme se hace mayor uso de la energía del Lago Yojoa-Río Lindo y se utilizan en mejor forma las obras de interconexión, hasta alcanzar el 15.5 por ciento en 1972. Este efecto tendería a mantenerse durante los años siguientes.

Cuadro 22

DETALLE DE OBRAS E INVERSIONES EN EL SISTEMA COMBINADO ENEE-CEL, 1961-1972

E/CN.12/CCE/SC.5/11
TAO/LAT/40
Pág. 97

Referencia	Sistemas independientes					Sistema combinado						
	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
<u>Capacidad generadora instalada</u> (miv)												
Honduras - Sistema ENEE												
Diesel-La Leona	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
Hidro Rosario y La Leona	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Hidro Cañaveral	-	-	-	30.3	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Hidro San Buenaventura	-	-	-	-	-	-	20.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Hidro Río Lindo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.0	40.0	60.0
Total Capacidad Instalada ENEE	<u>9.7</u>	<u>9.7</u>	<u>9.7</u>	<u>39.7</u>	<u>39.7</u>	<u>39.7</u>	<u>59.7</u>	<u>79.7</u>	<u>79.7</u>	<u>119.7</u>	<u>119.7</u>	<u>139.7</u>
El Salvador - Sistema CEL												
Hidro 5 de noviembre	60.0	60.0	60.0	60.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
Hidro Guajoyo	-	-	-	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Planta Vapor CEL	-	-	-	-	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Planta Vapor CAESS	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Total Capacidad Instalada CEL	<u>65.0</u>	<u>65.0</u>	<u>65.0</u>	<u>80.0</u>	<u>110.0</u>	<u>110.0</u>	<u>110.0</u>	<u>110.0</u>	<u>110.0</u>	<u>110.0</u>	<u>110.0</u>	<u>110.0</u>
Total Capacidad Instalada de los sistemas ENEE-CEL	<u>74.7</u>	<u>74.7</u>	<u>74.7</u>	<u>119.7</u>	<u>149.7</u>	<u>149.7</u>	<u>169.7</u>	<u>189.7</u>	<u>189.7</u>	<u>229.7</u>	<u>229.7</u>	<u>249.7</u>

/Cuadro 22 (continuación)

Cuadro 22 (continuación)

Referencia	Sistemas independientes					Sistema combinado						
	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
<u>Activo fijo, obras en servicio, sistema primario</u> (Miles de dólares)												
Honduras - Sistema ENEE (incluyendo instalaciones generales)												
Centrales hidro y diesel, La Leona El Rosario y transmisiones asociadas	2 462	2 500	2 510	2 520	2 530	2 540	2 550	2 560	2 570	2 580	2 590	2 600
Hidro Cañaveral y transmisiones complementarias	-	-	-	13 750	13 750	13 750	13 750	13 750	13 750	13 750	13 750	13 750
Hidro San Buenaventura, transmisiones complementarias y obras del Jaitique y Tepemechín	-	-	-	-	-	-	5 519	8 172	8 172	8 172	8 172	8 172
Hidro Río Lindo incluyendo embalse regulador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9 135	9 135	12 385
Total activo fijo sistema primario ENEE	2 462	2 500	2 510	16 270	16 280	16 290	21 819	24 482	24 492	33 637	33 647	36 907
El Salvador - Sistema CEL												
Hidro 5 de noviembre y obras de Güija	25 949	25 949	25 949	25 949	27 374	27 374	27 374	27 374	27 374	27 374	27 374	27 374
Hidro de Guajoyo	-	-	-	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521	4 521
Planta Vapor CEL	-	-	-	-	4 310	4 310	4 310	4 310	4 310	4 310	4 310	4 310
Obras de transmisión e instalaciones generales	5 987	6 087	6 322	6 947	7 833	8 216	8 316	10 308	10 974	11 074	11 174	11 840
Total activo fijo sistema CEL	31 936	32 036	32 271	37 417	44 038	44 421	44 521	46 513	47 179	47 279	47 379	48 045
Obras de interconexión - ENEE-CEL	-	-	-	-	-	3 805	3 805	3 805	7 152	7 152	7 152	7 152
Total activo fijo y obras en servicio	34 398	34 536	34 781	53 687	60 318	64 516	70 145	74 800	78 823	88 068	88 178	92 104

Cuadro 23

DESARROLLO DEL SISTEMA COMBINADO ENEE-CEL

Referencia	Unidades	Sistemas independientes					Sistema combinado						
		1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Generación neta requerida	Millones de kWh	<u>235.7</u>	<u>267.4</u>	<u>306.7</u>	<u>421</u>	<u>473</u>	<u>528</u>	<u>596</u>	<u>664</u>	<u>740</u>	<u>823</u>	<u>915</u>	<u>1 017</u>
.1 Honduras - Sistema ENEE		25.7	29.4	36.7	115	127	138	157	171	186	202	220	240
.2 El Salvador - Sistema CEL		210	238	270	306	346	390	439	493	554	621	695	777
2. Demanda máxima en plantas generadoras	mW	<u>55.0</u>	<u>65.1</u>	<u>74.1</u>	<u>95.7</u>	<u>107.2</u>	<u>119.3</u>	<u>134.6</u>	<u>150.3</u>	<u>167.8</u>	<u>187.0</u>	<u>208.3</u>	<u>231.3</u>
.1 Honduras. Sistema ENEE		6.2	6.7	8.4	21.8	24.2	26.3	30.3	33.7	37.3	41.2	45.6	49.8
.2 El Salvador. Sistema CEL		48.8	58.4	65.7	73.9	83.0	93.0	104.3	116.6	130.5	145.8	162.7	181.5
3. Capacidad generadora instalada (Cuadro 18)	mW	<u>74.7</u>	<u>74.7</u>	<u>74.7</u>	<u>119.7</u>	<u>149.7</u>	<u>149.7</u>	<u>169.7</u>	<u>189.7</u>	<u>189.7</u>	<u>229.7</u>	<u>229.7</u>	<u>249.7</u>
.1 Honduras. Sistema ENEE		9.7	9.7	9.7	39.7	39.7	39.7	59.7	79.7	79.7	119.7	119.7	139.7
.2 El Salvador. Sistema CEL		65.0	65.0	65.0	80.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
4. Generación de energía (cuadro 18)	Millones de kWh	<u>235.7</u>	<u>267.4</u>	<u>306.7</u>	<u>421</u>	<u>473</u>	<u>528</u>	<u>596</u>	<u>664</u>	<u>740</u>	<u>823</u>	<u>915</u>	<u>1 017</u>
.1 Honduras. Sistema ENEE		25.7	29.4	36.7	115	127	107	213	269	330	428	519	620
.2 El Salvador. Sistema CEL		210	238	270	306	346	421	383	395	410	395	396	397
5. Activo fijo, obras en servicio (cuadro 22)	Miles de dólares	<u>34 398</u>	<u>34 536</u>	<u>34 781</u>	<u>53 687</u>	<u>60 318</u>	<u>64 516</u>	<u>70 145</u>	<u>74 800</u>	<u>78 823</u>	<u>88 068</u>	<u>88 178</u>	<u>92 104</u>
.1 Honduras. Sistema ENEE		2 462	2 500	2 510	16 270	16 280	16 290	21 819	24 482	24 492	33 637	33 647	36 907
.2 El Salvador. Sistema CEL		31 936	32 036	32 271	37 417	44 038	44 421	44 521	46 513	47 179	47 279	47 379	48 045
.3 Obras de interconexión (desde 1966)		-	-	-	-	-	3 805	3 805	3 805	7 152	7 152	7 152	7 152
6. Inversión inmovilizada	Miles de dólares	<u>31 830</u>	<u>30 599</u>	<u>30 031</u>	<u>48 146</u>	<u>53 502</u>	<u>56 100</u>	<u>60 150</u>	<u>63 035</u>	<u>65 090</u>	<u>72 385</u>	<u>70 275</u>	<u>72 002</u>
.1 Honduras		2 012	1 938	1 835	15 477	15 030	14 583	19 684	21 763	21 110	29 630	28 748	31 132
.2 El Salvador		29 818	28 661	28 196	32 669	38 472	37 839	36 915	37 848	37 447	36 460	35 470	35 051
.3 Obras de interconexión		-	-	-	-	-	3 678	3 551	3 424	6 533	6 295	6 057	5 819

Cuadro 23 (continuación)

Referencia	Unidades	Sistemas independientes.					Sistema combinado						
		1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
7. Ingresos de explotación (con tarifas de venta iguales a la de los programas independientes)	Miles de dólares	<u>4 286</u>	<u>4 715</u>	<u>4 940</u>	<u>6 919</u>	<u>8 036</u>	<u>9 034</u>	<u>9 543</u>	<u>10 676</u>	<u>11 672</u>	<u>12 558</u>	<u>13 661</u>	<u>15 424</u>
.1 Honduras, Sistema ENEE		940	986	1 227	2 365	2 607	2 912	2 959	2 954	2 993	2 823	2 969	3 247
.2 El Salvador, Sistema CEL		3 346	3 729	3 713	4 554	5 429	6 122	6 584	7 722	8 679	9 735	10 692	12 177
8. Gastos de explotación (cuadro 24)	Miles de dólares	<u>1 707</u>	<u>1 839</u>	<u>1 995</u>	<u>2 541</u>	<u>3 552</u>	<u>3 584</u>	<u>3 348</u>	<u>3 593</u>	<u>3 872</u>	<u>4 080</u>	<u>4 094</u>	<u>4 238</u>
.1 Honduras - Sistema ENEE		788	695	845	1 036	1 248	967	1 146	1 243	1 243	1 592	1 592	1 704
.2 El Salvador - Sistema CEL		919	1 144	1 150	1 505	2 304	2 400	1 985	2 133	2 256	2 115	2 129	2 161
.3 Obras de interconexión		-	-	-	-	-	217	217	217	373	373	373	373
9. Ingreso neto de explotación sistema interconectado (7-8)	Miles de dólares	<u>2 579</u>	<u>2 876</u>	<u>2 945</u>	<u>4 378</u>	<u>4 484</u>	<u>5 450</u>	<u>6 195</u>	<u>7 083</u>	<u>7 800</u>	<u>8 478</u>	<u>9 567</u>	<u>11 186</u>
10. Ingreso neto en porcentaje de inversión inmovilizada (9/6x100)	Porcentaje	<u>8.27</u>	<u>9.40</u>	<u>9.80</u>	<u>9.09</u>	<u>8.38</u>	<u>9.71</u>	<u>10.30</u>	<u>11.24</u>	<u>11.98</u>	<u>11.71</u>	<u>13.61</u>	<u>15.54</u>
11. Ingreso neto, para rentabilidad media del 10 por ciento calculado en programas independientes a partir de 1966 (10 por ciento de 6)	Miles de dólares	-	-	-	-	-	<u>5 610</u>	<u>6 015</u>	<u>6 303</u>	<u>6 509</u>	<u>7 238</u>	<u>7 027</u>	<u>7 200</u>
12. Excedente o utilidad adicional sobre rentabilidad de 10 por ciento							<u>(160)</u>	<u>180</u>	<u>780</u>	<u>1 291</u>	<u>1 240</u>	<u>2 540</u>	<u>3 986</u>

Cuadro 24

DETALLE DE GASTOS DE EXPLOTACION SISTEMA COMBINADO ENEE-CEL, AÑOS 1966-1972

(Miles de dólares)

Referencia	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Honduras - Sistema ENEE							
Gastos generación y transmisión La Leona y El Rosario	220	130	130	130	130	130	130
Gastos de generación y transmisión Yojoa-Río Lindo	290	420	450	450	570	570	600
Depreciación, total sistema primario	457	596	663	663	892	892	974
Total gastos de explotación sistema ENEE	<u>967</u>	<u>1 146</u>	<u>1 243</u>	<u>1 243</u>	<u>1 592</u>	<u>1 592</u>	<u>1 704</u>
2. El Salvador - Sistema CEL							
Gastos de generación hidráulica	826	826	931	896	896	896	906
Gastos de generación a vapor fijos	130	130	130	130	130	130	130
Gastos de generación a vapor variable (0.95 centavos de dólar/kWh)	418	-	-	143	-	10	19
Depreciación	1 026	1 029	1 072	1 087	1 089	1 093	1 106
Total gastos de explotación sistema CEL	<u>2 400</u>	<u>1 985</u>	<u>2 133</u>	<u>2 256</u>	<u>2 115</u>	<u>2 129</u>	<u>2 161</u>
3. Obras de interconexión							
Gastos directos	90	90	90	135	135	135	135
Depreciación	127	127	127	238	238	238	238
Total gastos de explotación-interconexión	<u>217</u>	<u>217</u>	<u>217</u>	<u>373</u>	<u>373</u>	<u>373</u>	<u>373</u>
4. Total gastos de explotación - Sistema primario interconectado							
	<u>3 5 84</u>	<u>3 348</u>	<u>3 593</u>	<u>3 872</u>	<u>4 080</u>	<u>4 094</u>	<u>4 238</u>

VII. REPERCUSIONES DEL DESARROLLO COMBINADO DE LOS SISTEMAS CEL - ENEE

A. Planteamiento del problema de distribución de beneficios

Los resultados que se obtendrían en la solución de desarrollo combinado justificarian por si solos, su ejecución inmediata. Su desarrollo no presentaría problemas especiales si se tratara de una solución a nivel nacional. Como en este caso se trata de dos sistemas pertenecientes a organismos nacionales de distintos países, las posibilidades de realización estarían ligadas a que se acordara una adecuada distribución de beneficios y a que ellos sean suficientemente atractivos para estimular el interés por su ejecución.

Existen varios procedimientos para efectuar esta distribución. El más práctico, que consiste en fijar precios de venta a la energía de intercambio, es el que ha sido escogido para fines de este análisis. En efecto, para la distribución de beneficios se ha establecido un precio para la energía neta entregada por cada sistema y se ha supuesto que ambos se someterían a la operación descrita en la sección VI anterior.

Un acuerdo sobre el despacho adecuado de carga, complementado con facilidades de comunicación y oficinas de despacho, garantizaría la operación más económica del sistema en su conjunto, que ha sido definida en este estudio.

La operación supuesta de las plantas generadoras debería cumplirse a fin de obtener los beneficios generales esperados y que el país que va a hacer inversiones por encima de lo que requieren sus propias necesidades, no sufriera dificultades financieras por esta causa. Por ello debería recibir un beneficio suficiente para cubrir el servicio de la deuda y obtener una adecuada rentabilidad sobre el capital invertido.

En el caso de El Salvador, los beneficios que se derivarían no sólo repercutirían en mejores resultados económicos para el sistema de la CEL, sino que producirían una situación financiera más sólida que facilitaría el desarrollo de sus programas.

/La financiación

La financiación de las obras adicionales del Lago Yojoa-Río Lindo en el desarrollo combinado debería obtenerse por medio de préstamos internacionales, para cubrir los gastos en moneda extranjera de esas obras y los 5.5 millones de dólares de gastos en moneda local. Para fines de este análisis se supone que los fondos para gastos locales han de obtenerse en condiciones semejantes a las de los de moneda extranjera.

B. Precios de venta de la energía neta intercambiada

El precio de venta de la energía neta de la CEL a la ENEE durante el primer año de operaciones, que sería generada en las plantas térmicas de la CEL, se ha estimado en 1.0 centavo de dólar por kWh neto entregado. Este valor es 5 por ciento superior a los gastos variables de explotación de esas plantas, que incluyen el combustible, los lubricantes y otros gastos.

El precio de venta de la energía neta que entregaría la ENEE a la CEL ha sido calculado con base en los costos promedios de producción de las obras del sistema primario de ese organismo durante el período 1964-1990. Se incluyen las obras de interconexión con la CEL localizadas en territorio hondureño y se supone una rentabilidad del 10 por ciento sobre la inversión neta inmovilizada promedio del período. El precio resultante es de 0.84 centavos de dólar. Este precio se fundamenta en que desde 1972 sería posible vender toda la producción hidráulica capaz de generarse en las plantas de la ENEE. Como las plantas existentes de la CEL pueden llegar a producir más de lo previsto en menos de dos años que dure la interconexión, sería necesario elevar ese precio para garantizar el resultado del 10 por ciento en todo el período. El precio se elevaría a 0.95 centavos de dólar con una reducción en el consumo de 13.5 por ciento. Este precio correspondería aproximadamente a los gastos de explotación variables de plantas térmicas, como la prevista para Acajutla.

Definidos los precios promedio de la energía del intercambio es necesario determinar el impacto que producirían sobre la economía y finanzas de la CEL y de la ENEE.

C. Resultados económicos

Conforme a los supuestos adoptados en este análisis, la CEL elevaría la rentabilidad promedio de su sistema primario a 11.4 por ciento en el período 1961-1972, alcanzando en este último año un valor máximo de 17.2 por ciento sobre la inversión inmovilizada (cuadro 25). El valor de la rentabilidad en 1972 del programa independiente es de 9.7 por ciento y el promedio del período de 9.5 por ciento. Por su parte la ENEE obtendría también resultados económicos favorables. La rentabilidad promedio del período 1961-1972 sería de 10.8 por ciento, y la del año 1972 sería de 13.8 por ciento (cuadro 26). Esos valores en el programa independiente serían de 10.3 y 10.9 por ciento respectivamente.

D. Resultados financieros

La CEL lograría cubrir todos sus requerimientos de caja y acumular un saldo que se estima en 23.2 millones de dólares en 1972. Adquiriría así una posición financiera favorable para hacer frente a la expansión de su Sistema (cuadro 27). Este hecho es el mayor beneficio que derivaría la CEL del desarrollo combinado y produciría una situación financiera más favorable que la que se ha calculado en este estudio para la solución independiente. Los balances de situación comparativos para 1961, 1965 y 1972 comprueban este hecho, ya que aumentaría más rápidamente su patrimonio (aportes de capital más excedentes de operación acumulados) y además, serían menores las obligaciones financieras (cuadro 28). Si continuara el ritmo de crecimiento de las necesidades de energía, de 1972 a 1983 sería necesario agregar al sistema CEL-ENEE 570 MW de capacidad en nuevas plantas generadoras. De este total 520 MW corresponderían a la CEL, lo cual demandaría inversiones totales de 200 millones de dólares, incluyendo 70 para gastos en moneda local.

/El desarrollo

El desarrollo combinado de la CEL-ENEE permitiría que la economía nacional salvadoreña no tuviera que desviar otros fondos locales para financiar las obras de electrificación durante ese período. Los 23.2 millones en caja acumulados hasta 1972 servirían para proveer el capital de trabajo en ese año y para los gastos en moneda local de la nueva planta que la CEL deberá comenzar a construir en 1968 para abastecer el sistema desde 1973.

En el análisis financiero realizado para la CEL se ha considerado que este organismo debería negociar tres nuevos préstamos para el financiamiento de gastos en moneda extranjera, en condiciones semejantes a otras operaciones realizadas. Los nuevos préstamos serían por 5.1, 1.1 y 2.9 millones de dólares. El primero, cubriría los gastos en moneda extranjera de la planta de vapor de Acajutla y la quinta unidad de la planta "5 de Noviembre", incluyendo las obras de transmisión complementarias. Los otros dos llenarían los gastos en moneda extranjera de las obras de interconexión y las otras obras de transmisión que debe construir la CEL. El plazo de amortización estimado es de 20 años a un tipo de interés del 6 por ciento anual.

La mejor situación financiera de la CEL entre la solución independiente y el desarrollo combinado se comprueba al comparar la relación entre la deuda a largo plazo y el total del patrimonio para el año 1972. Esta es de 51/49 para el primer caso y de 26/74 para el desarrollo combinado. Después de 1972 aún persistiría la influencia de esta etapa del desarrollo combinado puesto que la CEL seguiría comprando volúmenes apreciables de energía a la ENEE.

Cuadro 25

DESARROLLO DEL SISTEMA PRIMARIO DE LA CEL, SUPONIENDO INTERCONEXION CON ENEE DESDE 1966

E/CN.12/CCE/SC.5/11
TAO/LAT/40
Pág. 107

Referencia	Unidad	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Venta de energía	Millones de dólares	<u>276</u>	<u>329</u>	<u>402</u>	<u>399</u>	<u>468</u>	<u>526</u>	<u>590</u>	<u>648</u>	<u>738</u>
.1 En El Salvador		276	329	371	399	468	526	590	648	738
.2 A Honduras		-	-	31	-	-	-	-	-	-
2. Ingresos por venta de energía (a base de 1.65 cts. en El Salvador y 1.0 en Honduras)	Miles de dólares	<u>4 554</u>	<u>5 429</u>	<u>6 432</u>	<u>6 584</u>	<u>7 722</u>	<u>8 679</u>	<u>9 735</u>	<u>10 692</u>	<u>12 177</u>
3. Activo fijo en operación	"	<u>37 417</u>	<u>44 038</u>	<u>45 942</u>	<u>46 042</u>	<u>48 034</u>	<u>50 112</u>	<u>50 212</u>	<u>50 312</u>	<u>50 978</u>
.1 Obras de generación y transmisión		37 417	44 038	44 421	44 521	46 513	47 179	47 279	47 379	48 045
.2 Obras de interconexión		-	-	1 521	1 521	1 521	2 933	2 933	2 933	2 933
4. Depreciación acumulada	"	<u>5 868</u>	<u>6 886</u>	<u>7 963</u>	<u>9 043</u>	<u>10 166</u>	<u>11 351</u>	<u>12 538</u>	<u>13 729</u>	<u>14 933</u>
5. Activo fijo neto (3-4)	"	<u>31 549</u>	<u>37 152</u>	<u>37 979</u>	<u>36 999</u>	<u>37 868</u>	<u>38 761</u>	<u>37 674</u>	<u>36 583</u>	<u>36 045</u>
6. Capital de trabajo	"	<u>1 120</u>	<u>1 320</u>	<u>1 330</u>	<u>1 335</u>	<u>1 348</u>	<u>1 368</u>	<u>1 370</u>	<u>1 373</u>	<u>1 394</u>
7. Inversión inmovilizada	"	<u>32 669</u>	<u>38 472</u>	<u>39 309</u>	<u>38 334</u>	<u>39 216</u>	<u>40 129</u>	<u>39 144</u>	<u>37 956</u>	<u>37 439</u>
8. Gastos de explotación	"	<u>1 505</u>	<u>2 304</u>	<u>2 488</u>	<u>2 577</u>	<u>3 105</u>	<u>3 710</u>	<u>4 311</u>	<u>4 980</u>	<u>5 744</u>
.1 Gastos directos de explotación CEL		682	906	956	956	1 061	1 026	1 026	1 026	1 036
.2 Combustible y otros gastos variables		-	380	418	-	-	143	-	10	19
.3 Compras de energía		-	-	-	504	884	1 301	2 043	2 698	3 430
.4 Obras de interconexión		-	-	37	37	37	55	55	55	55
Subtotal gastos directos		682	1 286	1 411	1 497	1 982	2 525	3 124	3 789	4 540
.5 Depreciación		823	1 018	1 077	1 080	1 123	1 185	1 187	1 191	1 204
9. Ingreso neto de explotación	"	<u>3 049</u>	<u>3 125</u>	<u>3 944</u>	<u>4 007</u>	<u>4 617</u>	<u>4 969</u>	<u>5 424</u>	<u>5 712</u>	<u>6 433</u>
10. Ingreso neto de explotación en porcentaje de la inversión inmovilizada ($\frac{10}{7} \times 100$)	"	<u>9.33</u>	<u>8.12</u>	<u>10.03</u>	<u>10.45</u>	<u>11.77</u>	<u>12.38</u>	<u>13.89</u>	<u>15.05</u>	<u>17.18</u>

DESARROLLO DEL SISTEMA PRIMARIO ENEE SUPONIENDO INTERCONEXION CON CEL DESDE 1966

Referencia	Unidad	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Ventas de energía	Millones de kWh	<u>110.0</u>	<u>121.0</u>	<u>131.0</u>	<u>202.0</u>	<u>255.0</u>	<u>313.5</u>	<u>407.0</u>	<u>493.0</u>	<u>582.0</u>
.1 Ventas a Tegucigalpa		45.0	50.0	66.7	63.5	71.0	79.0	88.3	98.7	110.0
.2 Ventas a otras empresas en alta tensión		65.0	71.0	74.3	85.5	91.0	97.5	103.7	110.3	118.0
.3 Ventas a la CEL (entrega neta en subestación)		-	-	-	53.0	93.0	137.0	215.0	284.0	361.0
2. Precios unitarios	Centavos de dólar									
.1 Ventas a Tegucigalpa		2.9	2.9	3.0	2.6	2.2	1.9	1.6	1.6	1.6
.2 Ventas a otras empresas en alta tensión		1.63	1.63	1.63	1.53	1.53	1.53	1.36	1.26	1.26
.3 Ventas a la CEL		-	-	-	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
3. Ingresos de explotación	Miles de dólares	<u>2 365</u>	<u>2 607</u>	<u>2 912</u>	<u>3 463</u>	<u>3 838</u>	<u>4 294</u>	<u>4 866</u>	<u>5 667</u>	<u>6 677</u>
.1 Ventas a Tegucigalpa		1 305	1 450	1 701	1 651	1 562	1 501	1 413	1 579	1 760
.2 Ventas a otras empresas en alta tensión		1 060	1 157	1 211	1 308	1 392	1 492	1 410	1 390	1 487
.3 Ventas a la CEL (0.95 ctvs./kWh)		-	-	-	504	884	1 301	2 043	2 698	3 430
4. Activo fijo, obras en operación	Miles de dólares	16 270	16 280	18 574	24 103	26 766	28 711	37 856	37 866	41 126
.1 Planta La Leona, El Rosario, transmisión y otros anexos		2 520	2 530	2 540	2 550	2 560	2 570	2 580	2 590	2 600
.2 Sistema lago Yojoa-río Lindo		13 750	13 750	13 750	19 269	21 922	21 922	31 057	31 057	34 307
.3 Obras de interconexión		-	-	2 284	2 284	2 284	4 219	4 219	4 219	4 219
5. Depreciación acumulada	Miles de dólares	<u>1 281</u>	<u>1 738</u>	<u>2 271</u>	<u>2 943</u>	<u>3 682</u>	<u>4 485</u>	<u>5 517</u>	<u>6 549</u>	<u>7 663</u>
6. Activo fijo neto (4-5)	Miles de dólares	<u>14 989</u>	<u>14 542</u>	<u>16 303</u>	<u>21 160</u>	<u>23 084</u>	<u>24 226</u>	<u>32 339</u>	<u>31 317</u>	<u>33 463</u>
7. Capital de trabajo	Miles de dólares	<u>488</u>	<u>488</u>	<u>488</u>	<u>656</u>	<u>735</u>	<u>735</u>	<u>1 002</u>	<u>1 002</u>	<u>1 100</u>
8. Inversión inmovilizada	Miles de dólares	<u>15 477</u>	<u>15 030</u>	<u>16 791</u>	<u>21 816</u>	<u>23 819</u>	<u>24 961</u>	<u>33 341</u>	<u>32 319</u>	<u>34 563</u>

Cuadro 26 (continuación)

E/CN.12/CCE/SC.5/11
Pág. 109

Referencia	Unidad	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
9. Gastos de explotación	Miles de dólares	<u>1 036</u>	<u>1 248</u>	<u>1 406</u>	<u>1 275</u>	<u>1 372</u>	<u>1 463</u>	<u>1 812</u>	<u>1 812</u>	<u>1 924</u>
.1 Sistema Rosario-La Leona (fijos)		220	220	220	130	130	130	130	130	130
.2 Sistema Rosario-La Leona (variables)		70	281	-	-	-	-	-	-	-
.3 Sistema lago Yojoa-Río Lindo		290	290	290	420	450	450	570	570	600
.4 Obras de interconexión		-	-	53	53	53	80	80	80	80
Subtotal, gastos directos		580	791	563	603	633	660	780	780	810
.5 Depreciación		456	457	533	672	739	803	1 032	1 032	1 114
.6 Compras de energía a la CEL (centavo de dólar/kWh)	Dólares	-	-	310	-	-	-	-	-	-
10. Ingreso neto de explotación (3-9)	Miles de dólares	<u>1 329</u>	<u>1 359</u>	<u>1 506</u>	<u>2 188</u>	<u>2 466</u>	<u>2 831</u>	<u>3 054</u>	<u>3 855</u>	<u>4 753</u>
11. Ingreso neto de explotación en porcentaje de la inversión inmovilizada ($\frac{10}{8} \times 100$)		2.13	9.04	8.97	10.03	10.35	11.34	9.16	11.92	13.75

CEL - MOVIMIENTO DE CAJA - INTERCONEXION CON ENEE DESDE 1966

(Miles de dólares)

Referencia	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Ventas de energía (millones de kWh)	203	226	225	276	329	402	399	468	526	590	648	738
2. Precio promedio de 1 kWh (centavos de dólar)	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.60	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65
3. Ingresos por venta de energía	3 346	3 729	3 713	4 554	5 429	6 432	6 584	7 722	8 679	9 735	10 692	12 177
4. Gastos de explotación	919	1 144	1 150	1 505	2 304	2 488	2 577	3 105	3 710	4 311	4 980	5 744
5. Ingreso neto de explotación	2 427	2 585	2 563	3 049	3 125	3 944	4 007	4 617	4 969	5 424	5 712	6 433
<u>Fuente de Fondos</u>												
6. Ingreso neto de explotación	2 427	2 585	2 563	3 049	3 125	3 944	4 007	4 617	4 969	5 424	5 712	6 433
7. Depreciación	552	704	710	823	1 016	1 077	1 080	1 123	1 185	1 187	1 191	1 204
8. Préstamos	<u>1 745</u>	<u>2 156</u>	<u>3 763</u>	<u>2 644</u>	<u>863</u>	511	1 436	910	-	-	-	-
.1 Guajoyo	344	2 056	1 163	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.2 Vapor y quinta unidad 5 de Noviembre	-	100	2 600	2 294	100	-	-	-	-	-	-	-
.3 Obras de interconexión con Honduras	-	-	-	350	763	-	325	710	-	-	-	-
.4 Otras obras de transmisión	1 401	-	-	-	-	511	1 111	200	-	-	-	-
9. Total Fondos	4 724	5 445	7 036	6 516	5 006	5 532	6 523	6 650	6 154	6 611	6 903	7 637

/Cuadro 27 (continuación)

Cuadro 27 (continuación)

Referencia	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
<u>Aplicación de Fondos</u>												
10. Gastos de construcción, incluyendo intereses durante la construcción	1 895	3 033	5 357	3 754	1 261	763	2 037	1 370	100	326	440	100
.1 Guajoyo y obras complementarias	501	2 833	1 847	-	-	-	-	-	-	-	-	-
.2 Vapor y quinta unidad 5 de Noviembre	-	100	3 410	3 124	170	-	-	-	-	-	-	-
.3 Obras de interconexión con Honduras	-	-	-	530	991	-	482	930	-	-	-	-
.4 Otras obras y planta general	1 394	100	100	100	100	763	1 555	440	100	326	440	100
11. Servicio deuda existente	2 068	2 257	2 240	2 222	2 199	2 174	2 153	2 131	1 908	1 697	1 692	1 691
.1 Amortización	1 250	1 344	1 381	1 422	1 463	1 502	1 548	1 594	1 442	1 294	1 344	1 401
.2 Intereses	818	913	859	800	736	672	605	537	466	403	348	290
12. Nuevos préstamos, Servicio deuda	-	-	-	279	723	820	820	820	982	982	982	982
.1 Amortización	-	-	-	65	207	250	265	281	350	370	391	415
.2 Intereses	-	-	-	214	516	570	555	539	632	612	591	567
13. Total servicio deuda (11+12)	2 068	2 257	2 240	2 501	2 922	2 994	2 973	2 951	2 890	2 679	2 674	2 673
14. Total aplicación de fondos	3 963	5 290	7 597	6 255	4 183	3 757	5 010	4 321	2 990	3 005	3 114	2 773
15. Sobrante o (déficit) de caja del año (9-14)	761	155	(561)	261	823	1 775	1 513	2 329	3 164	3 606	3 789	4 864
16. Activo circulante neto al comienzo del año	752	1 513	1 668	1 107	1 368	2 191	3 966	5 479	7 808	10 972	14 578	18 367
17. Activo circulante neto al final del año	1 513	1 668	1 107	1 368	2 191	3 966	5 479	7 808	10 972	14 578	18 367	23 231

Cuadro 28
COMISION EJECUTIVA DEL LEMPA
BALANCES DE SITUACION COMPARATIVOS AL FINALIZAR EL AÑO, 1951, 1965 Y 1972

(Miles de dólares)

Solución independiente

Activo	1961	1965	1972	Pasivo	1961	1965	1972
1. <u>Fijo - Sistemas eléctricos</u>				1. <u>Ajustes de Capital y Excedentes acumulados</u>			
.1 En servicio	31 936	44 038	98 089		9 222	16 506	43 044
.2 En construcción	601	5 901	100	2. <u>Deuda a largo plazo</u>	21 772	27 303	44 257
Total	<u>32 537</u>	<u>49 939</u>	<u>98 189</u>	3. <u>Depreciación</u>	3 631	6 886	17 415
2. <u>Circulante</u>	2 079	747	6 518	4. <u>Circulante</u>	566	566	566
3. <u>Otros activos</u>	925	925	925	5. <u>Otros pasivos</u>	350	350	350
Total del activo	<u>35 541</u>	<u>51 611</u>	<u>105 632</u>	Total del pasivo	<u>35 542</u>	<u>51 611</u>	<u>105 632</u>

Con interconexión con la ENEE desde 1966

Activo				Pasivo			
1. <u>Fijo - Sistemas eléctricos</u>				1. <u>Ajustes de Capital y Excedentes acumulados</u>			
.1 En servicio	31 936	44 038	50 978		9 222	16 506	44 225
.2 En construcción	601	1 904	100	2. <u>Deuda a largo plazo</u>	21 772	25 316	15 726
Total	<u>32 537</u>	<u>45 942</u>	<u>51 078</u>	3. <u>Depreciación</u>	3 631	6 886	14 933
2. <u>Circulante</u>	2 079	2 757	23 797	4. <u>Circulante</u>	566	566	566
3. <u>Otros activos</u>	925	925	925	5. <u>Otros pasivos</u>	350	350	350
Total del activo	<u>35 541</u>	<u>49 624</u>	<u>75 800</u>	Total del pasivo	<u>35 542</u>	<u>49 624</u>	<u>75 800</u>

/Para el

Para el análisis de los resultados financieros de la ENEE se ha supuesto que ésta obtendría financiamiento por 17.7 millones de dólares que requeriría por sobre sus necesidades propias, para abastecer al sistema de la CEL (cuadro 29). Estas necesidades financieras corresponderían a 12.5 millones de dólares para gastos en moneda extranjera y 5.1 para gastos en moneda local. No obstante que el financiamiento de los gastos locales se haría de fuentes internacionales, el volumen de crédito requerido en el período 1961-1972 para el desarrollo combinado sería menor en 12.3 millones de dólares que el de la suma de los previstos en las soluciones independientes.

Como el programa de la ENEE para abastecer las necesidades de su propio Sistema está financiado, se examinan únicamente los resultados financieros para ese organismo que son producto del desarrollo combinado (cuadro 27).

Se ha estimado que los créditos para desarrollar esas obras se obtendrían a 20 años de plazo, 6 por ciento de interés, amortización en fondo acumulativo y con un período de gracia equivalente al período de construcción de cada adición.

La ENEE con el ingreso neto de las ventas de energía a la CEL y la depreciación cubriría el servicio de la deuda y al concluir el año 1972 habría acumulado un saldo neto en caja de 3.8 millones de dólares. Durante el período 1966-1972 la rentabilidad promedio sería de 12.3 por ciento sobre la inversión adicional que permitiría el envío de energía a la CEL.

Después de 1972 el volumen anual de beneficios recibidos se mantendría constante en 2.2 millones de dólares aproximadamente y el saldo en caja aumentaría hasta 17.1 millones en 1980 (cuadro 30). Para estas estimaciones se ha supuesto que a partir de 1972, los precios al por mayor de la energía adicional serían de 0.95 centavos de dólar en el mercado interno de Honduras. En ese mismo año se habría reducido a 7.5 millones la deuda contraída para financiar las adiciones que servirían para producir y transmitir la energía requerida por la CEL. A los beneficios del desarrollo combinado deberían agregarse aquéllos que obtendría la ENEE desde 1972 como resultado de las operaciones locales de su sistema, no contempladas en las cifras anteriores. Esto produciría una generación interna de caja del orden de 1.8 millones por año adicionales, que en el programa nacional de la ENEE se destinarían al financiamiento de nuevas ampliaciones. Como con el desarrollo combinado la ENEE

/tendría

tendría aseguradas las obras de generación requeridas hasta 1982, gran parte de la generación de caja quedaría disponible.

Por otra parte, la ENEE requiere acumular los fondos necesarios para el nuevo proyecto generador de su sistema que debería iniciar operaciones en 1983. Esa nueva adición sería del orden de 50 MW. Su costo ascendería a unos 20 millones de dólares, de los cuales 7.0 corresponderían gastos en moneda local. Como es posible financiar los gastos en moneda extranjera, la suma que debe acumularse sería la requerida para los gastos locales.

Quedaría entonces un saldo disponible considerable que podría ser utilizado para establecer un programa de electrificación más amplio que el actual, que cubriera otras regiones en donde resultare de mayor interés la introducción de energía eléctrica para fomentar el desarrollo. Además, podrían reducirse los precios de venta de energía al detalle, lo que podría provocar aumentos en los consumos por encima de lo previsto.

A este respecto, conviene tener en cuenta que la producción de los proyectos del Lago Yojoa-Río Lindo puede llegar a ser más alta que la estimada en este estudio, según informes de la ENEE suministrados recientemente a la Misión.

E. Otras consideraciones

Si no se tomara la decisión definitiva en 1964 para desarrollar el sistema combinado y si se inicia la construcción de las primeras etapas de la planta de Paso del Oso y El Silencio en 1964 y 1965, respectivamente, que demandan las mayores inversiones en el programa nacional de la CEL (29.0 millones de dólares, con líneas de transmisión), las ventajas del desarrollo combinado disminuirían notablemente y sería más difícil justificar su ejecución, ya que las etapas subsiguientes de Paso del Oso y El Silencio tienen costos muy reducidos.

Por el contrario, si la decisión en principio sobre el desarrollo combinado se adopta en la fecha prevista en este informe, deberían iniciarse de inmediato los estudios finales para obtener el financiamiento, hacer diseños definitivos y preparar los carteles de licitación para adquirir los equipos y

/materiales y

Cuadro 29

RESULTADOS FINANCIEROS DEL DESARROLLO COMBINADO PARA LA ENEE HASTA 1972^{a/}

(Miles de dólares)

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
1. Inversión adicional en servicio de la ENEE al terminar el año, incluyendo obras de interconexión (valores acumulados)	<u>2 284</u>	<u>3 369</u>	<u>6 022</u>	<u>7 957</u>	<u>17 092</u>	<u>17 092</u>	<u>17 689</u>
.1 Sistema Lago Yojoa-Río Lindo	-	1 085	3 738	3 738	12 873	12 873	13 470
.2 Obras de interconexión	2 284	2 284	2 284	4 219	4 219	4 219	4 219
2. Necesidades adicionales de capital en préstamo (para ejecución de obras)	<u>2 284</u>	<u>1 085</u>	<u>2 653</u>	<u>1 935</u>	<u>9 135</u>	-	<u>597</u>
3. Servicio de la deuda (necesidades adicionales capital en préstamo)	<u>199</u>	<u>294</u>	<u>525</u>	<u>694</u>	<u>1 490</u>	<u>1 490</u>	<u>1 542</u>
4. Servicio acumulado de la deuda	<u>199</u>	<u>493</u>	<u>1 018</u>	<u>1 712</u>	<u>3 202</u>	<u>4 692</u>	<u>6 234</u>
5. Aumento en los gastos de explotación por causa de interconexión con la CEL							
.1 Gastos con interconexión CEL	1 406	1 275	1 372	1 463	1 812	1 812	1 924
.2 Gastos solución independiente	1 442	1 118	1 119	1 119	1 120	1 120	1 218
Aumento (o disminución)	(36)	157	253	344	692	692	706
6. Aumentos acumulados en los gastos de explotación	<u>(36)</u>	<u>121</u>	<u>374</u>	<u>718</u>	<u>1 410</u>	<u>2 102</u>	<u>2 808</u>
7. Servicio de la deuda y aumento en los gastos de explotación (3/5)	<u>163</u>	<u>451</u>	<u>778</u>	<u>1 038</u>	<u>2 182</u>	<u>2 182</u>	<u>2 248</u>
8. Valores acumulados de servicio de deuda y aumento en los gastos de explotación (4/6)	<u>163</u>	<u>614</u>	<u>1 392</u>	<u>2 430</u>	<u>4 612</u>	<u>6 794</u>	<u>9 042</u>
9. Aumento de las ventas del sistema primario (ventas a la CEL)	-	<u>504</u>	<u>884</u>	<u>1 301</u>	<u>2 043</u>	<u>2 698</u>	<u>3 430</u>

E/CN.12/CCE/SC.5/11
TAO/LAT/40
Pág. 115

Cuadro 29 (Continuación)

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
10. Valores acumulados aumento en ventas	-	<u>504</u>	<u>1 398</u>	<u>2 687</u>	<u>4 732</u>	<u>7 430</u>	<u>10 860</u>
11. Aumento en la depreciación por causa de la interconexión (22 por ciento sobre 1.1 y 3.33 por ciento sobre 1.2)	<u>76</u>	<u>104</u>	<u>170</u>	<u>234</u>	<u>462</u>	<u>462</u>	<u>476</u>
12. Valores acumulados de los aumentos en la depreciación	<u>76</u>	<u>180</u>	<u>350</u>	<u>584</u>	<u>1 046</u>	<u>1 508</u>	<u>1 984</u>
13. Valores acumulados aumentos en la venta y en la depreciación (10/13)	<u>76</u>	<u>684</u>	<u>1 738</u>	<u>3 273</u>	<u>5 778</u>	<u>8 938</u>	<u>12 844</u>
14. Disponibilidades de caja al concluir el año							
.1 Aumento en las ventas (9)	-	504	884	1 301	2 043	2 698	3 430
.2 Aumento en la depreciación	76	104	170	234	462	462	476
Subtotal Fondos	<u>76</u>	<u>608</u>	<u>1 054</u>	<u>1 535</u>	<u>2 505</u>	<u>3 160</u>	<u>3 906</u>
Menos:							
.3 Aumento en servicio de la deuda	199	294	525	694	1 490	1 490	1 542
.4 Aumento en gastos de explotación	(36)	157	253	344	692	692	706
Subtotal aplicación fondos	<u>163</u>	<u>451</u>	<u>778</u>	<u>1 038</u>	<u>2 182</u>	<u>2 182</u>	<u>2 248</u>
.5 Sobrante o (Deficit de caja)	87	157	276	497	323	978	1 650
.6 Saldo en caja al comenzar el año	-	(87)	70	346	843	1 166	2 144
.7 Saldo en caja al concluir el año	(87)	70	346	843	1 166	2 144	3 802
15. Activo fijo adicional en servicio para atender interconexión (igual a 1)	<u>2 284</u>	<u>3 369</u>	<u>6 022</u>	<u>7 957</u>	<u>17 092</u>	<u>17 092</u>	<u>17 689</u>
16. Depreciación acumulada	<u>76</u>	<u>180</u>	<u>350</u>	<u>584</u>	<u>1 046</u>	<u>1 508</u>	<u>1 984</u>
17. Activo fijo neto	<u>2 208</u>	<u>3 189</u>	<u>5 672</u>	<u>7 373</u>	<u>16 046</u>	<u>15 584</u>	<u>15 705</u>

E/CN.12/COE/SC.5/11
FAO/LAT/40
Pág. 116

Quadro 29 (Conclusión)

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
18. Ingreso neto de explotación							
.1 Aumento en las ventas (9)	-	504	884	1 301	2 043	2 698	3 430
Ménos:							
.2 Aumento en los gastos de explotación	(36)	157	253	344	692	692	706
.3 Balance	36	347	631	957	1 351	2 006	2 724
19. Ingreso neto de explotación como porcentaje del activo fijo neto ($\frac{17}{16} \times 100$)	1.63	10.88	11.12	12.98	8.42	12.87	17.34

a/ Suponiendo interconexión con la CEL desde 1966.

Cuadro 30

EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
 PROYECCION DE CAJA - 1972-1980

(Miles de dólares)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
1. Disponibilidades								
.1 Aumento en las ventas por la interconexión (0.95 cts. por kWh)	3 430	3 430	3 430	3 430	3 430	3 430	3 430	3 430
.2 Aumento en la depreciación	476	476	476	476	476	476	476	476
Total	<u>3 906</u>	<u>3 906</u>	<u>3 906</u>	<u>3 906</u>	<u>3 906</u>	<u>3 906</u>	<u>3 906</u>	<u>3 906</u>
2. Aplicación								
.1 Servicio de la deuda obras por interconexión	1 542	1 542	1 542	1 542	1 542	1 542	1 542	1 542
.2 Aumento en los gastos de explotación por la operación de las obras de interconexión	706	706	706	706	706	706	706	706
Total	<u>2 248</u>	<u>2 248</u>	<u>2 248</u>	<u>2 248</u>	<u>2 248</u>	<u>2 248</u>	<u>2 248</u>	<u>2 248</u>
3. Sobrante o (déficit) de caja del año(1-2)	1 658	1 658	1 658	1 658	1 658	1 658	1 658	1 658
4. Saldo en caja al comenzar el año	3 802	5 460	7 118	8 776	10 434	12 092	13 750	15 408
5. Saldo en caja al terminar el año	5 460	7 118	8 776	10 434	12 092	13 750	15 408	17 066

materiales y los contratos de construcción. Esta fase demanda sumas de relativa importancia que, en lo general, forman parte de los gastos que posteriormente financian los organismos internacionales de crédito.

En cualquier forma, los requerimientos del mercado conjunto debieran controlarse periódicamente para adelantar la construcción de nuevas plantas, si esto fuera necesario.

Después de 1972 podría ser necesario modificar el programa operativo del sistema generador, en consideración a las características de los nuevos proyectos. Aunque la función fundamental de las plantas del Lago Yojoa seguirá basándose en el hecho de contar con su enorme volumen de embalse, convendría investigar las posibilidades de mayor aprovechamiento de dicho lago, elevando el nivel máximo de utilización.

La realización de la primera etapa de desarrollo combinado de la CEL-ENEE, podría facilitar la iniciación de otras fases de desarrollo conjunto. Al efecto, cabría considerar la conveniencia de acelerar el programa de investigaciones y establecer acuerdos entre ambos organismos para ese fin. Debe recordarse que las adiciones de capacidad generadora requeridas de 1972 a 1982, estimadas a base de los crecimientos de las necesidades usadas en este estudio, son de 570 MW. De ellos 50 corresponderían a la ENEE y 520 a la CEL. Durante ese período, el resto de las necesidades de Honduras estaría abastecido por la capacidad instalada de que dispondría en 1972, de llevarse a cabo el programa de desarrollo combinado.

Las adiciones totales de capacidad generadora serían mayores que las disponibilidades evaluadas para todo el Lempa, lo que obligaría a encauzar las investigaciones sobre otros recursos hidráulicos, susceptibles de aprovechamiento en la producción de energía. Pareciera que el Río Ulúa es el recurso mejor ubicado de la región y el que convendría evaluar para que, junto con el Lempa, se determinen las posibilidades que ofrecen para abastecer al sistema combinado.

Es probable que antes de 1982 aún no se justifique la instalación de plantas nucleares o plantas térmicas convencionales de gran tamaño en el sistema combinado, las que en todo caso complementarían la producción de las hidráulicas. En este caso, el desarrollo combinado tendría ventajas para ambos países, al desarrollarse centrales de mayor tamaño que normalmente tienen más bajos costos de producción.

El Salvador, el mayor centro de consumo y mejor dotado de obras portuarias, podría ser el que tiene mayores posibilidades de desarrollar la capacidad térmica complementaria necesaria para el sistema combinado en el futuro.

Apéndice 1

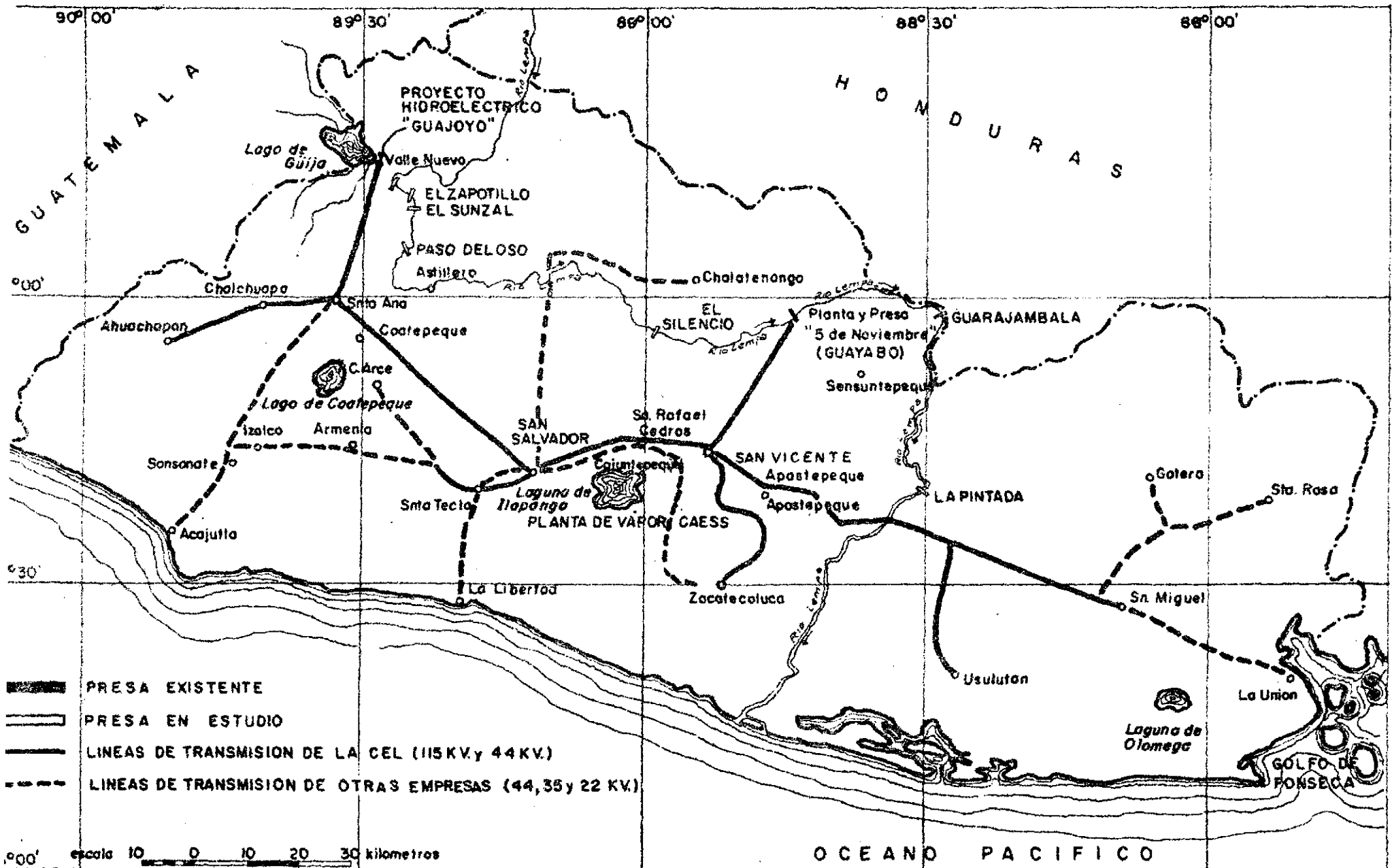
COSTOS DE LAS OBRAS DE TRANSMISION

(Miles de dólares)

Solución y Obras	1966	1969	Total
<u>Solución 1</u>			
1. Línea transmisión Cañaveral-San Rafael Cedros 230 kV 1 circuito 188 km.	3 217	-	3 217
2. 2 Líneas transmisión San Rafael-Cedros-San Salvador - 115 kV 1 circuito y 32 km. c/u.	365	365	730
3. Subestación Cañaveral 138/230 kV-120 MVA	713	571	1 284
4. Subestación San Rafael Cedros 230/115 kV-120 MVA	740	523	1 263
5. 3 Líneas transmisión plantas Cañaveral, San Buena- ventura y Río Lindo a Subestación Cañaveral, 138 kV, 1 circuito c/u.	76	91	167
6. Adiciones a Subestación Cañaveral, San Buena- ventura y Río Lindo 138 kV	200	100	300
7. Adición a Subestación existente San Rafael Cedros - 115 kV	100	-	100
Total	<u>5 410</u>	<u>1 650</u>	<u>7 061</u>
<u>Solución 2</u>			
1. 2 Líneas transmisión Cañaveral-San Rafael Cedros - 138 kV 1 circuito y 188 km c/u	2 145	2 145	4 290
2. 2 Líneas transmisión San Rafael Cedros-San Salvador - 115 kV 1 circuito y 32 km c/u	365	365	730
3. Patio de switches Cañaveral 138 kV	299	133	432
4. Subestación-San Rafael Cedros 138/115 kV 120 MVA	554	512	1 066
5. 3 Líneas transmisión plantas Cañaveral, San Buenaventura y Río Lindo a Subestación Caña- veral, 138 kV, 1 circuito c/u	76	91	167
6. Adiciones a Subestación Cañaveral, San Buena- ventura y Río Lindo 138 kV	200	100	300
7. Adición a Subestación existente San Rafael Cedro 115 kV	100	-	100
Total	<u>3 739</u>	<u>3 346</u>	<u>7 085</u>

/Solución 3

Solución y Obras	1966	1969	Total
<u>Solución 3</u>			
1. Línea transmisión Cañaveral-"5 de Noviembre" 138 kW 1 circuito - 160 km	1 826	-	1 826
2. Línea transmisión Cañaveral-San Rafael Cedros 138 kW - 1 circuito - 188 km	-	2 145	2 145
3. Línea transmisión "5 de Noviembre"-San Salvador 115 kW - 1 circuito - 62 km	707	-	707
4. Línea transmisión San Rafael Cedros-San Salvador 115 kW - 1 circuito - 32 km	-	365	365
5. Patio de Switches Cañaveral - 138 kW	299	133	432
6. Subestación-"5 de Noviembre" - 138/115 kW 60 MVA	597	-	597
7. Adición a Subestación existente "5 de Noviembre"	100	-	100
8. Subestación-San Rafael Cedros - 138/115 kW - 60 MVA	-	513	513
9. 3 Líneas transmisión Plantas Cañaveral, San Buena- ventura y Río Lindo - 138 kW - 1 circuito c/u	76	91	167
10. Adiciones a subestación Cañaveral, San Buena- ventura y Río Lindo - 138 kW	200	100	300
Total	<u>3 805</u>	<u>3 347</u>	<u>7 152</u>



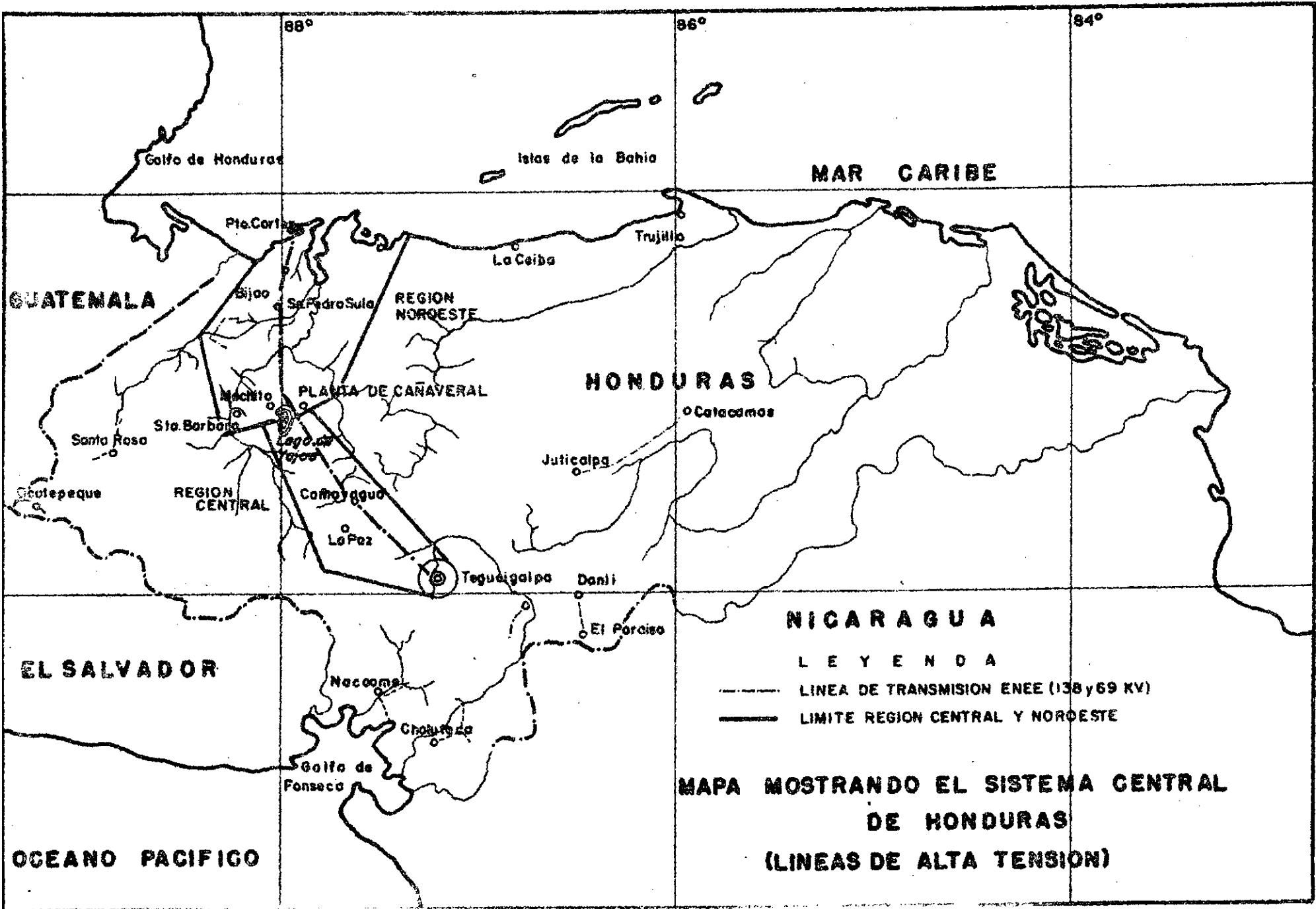
- PRESA EXISTENTE
- PRESA EN ESTUDIO
- LINEAS DE TRANSMISION DE LA CEL (115KV y 44KV.)
- LINEAS DE TRANSMISION DE OTRAS EMPRESAS (44, 35 y 22 KV.)

escala 10 0 10 20 30 kilometros

OCEANO PACIFICO

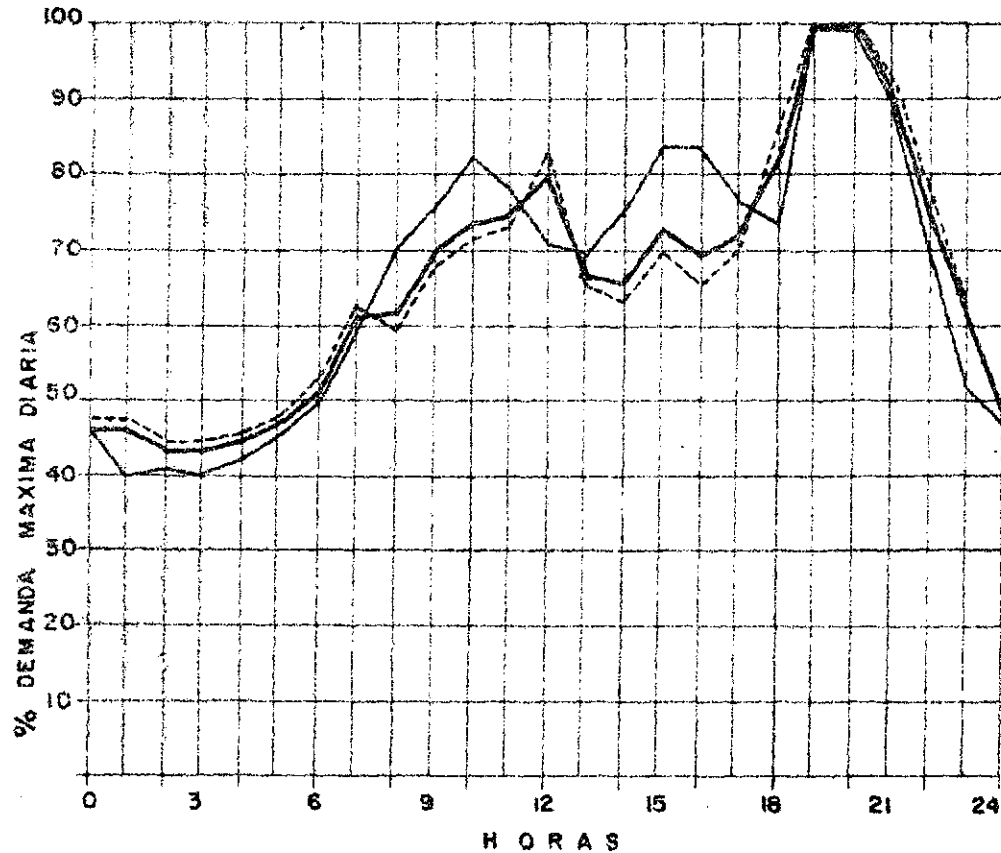
INTERCONEXION EL SALVADOR - HONDURAS SISTEMAS CENTRALES
MAPA MOSTRANDO EL SISTEMA CENTRAL DE EL SALVADOR (LINEAS DE ALTA TENSION.)

LAMINA 1

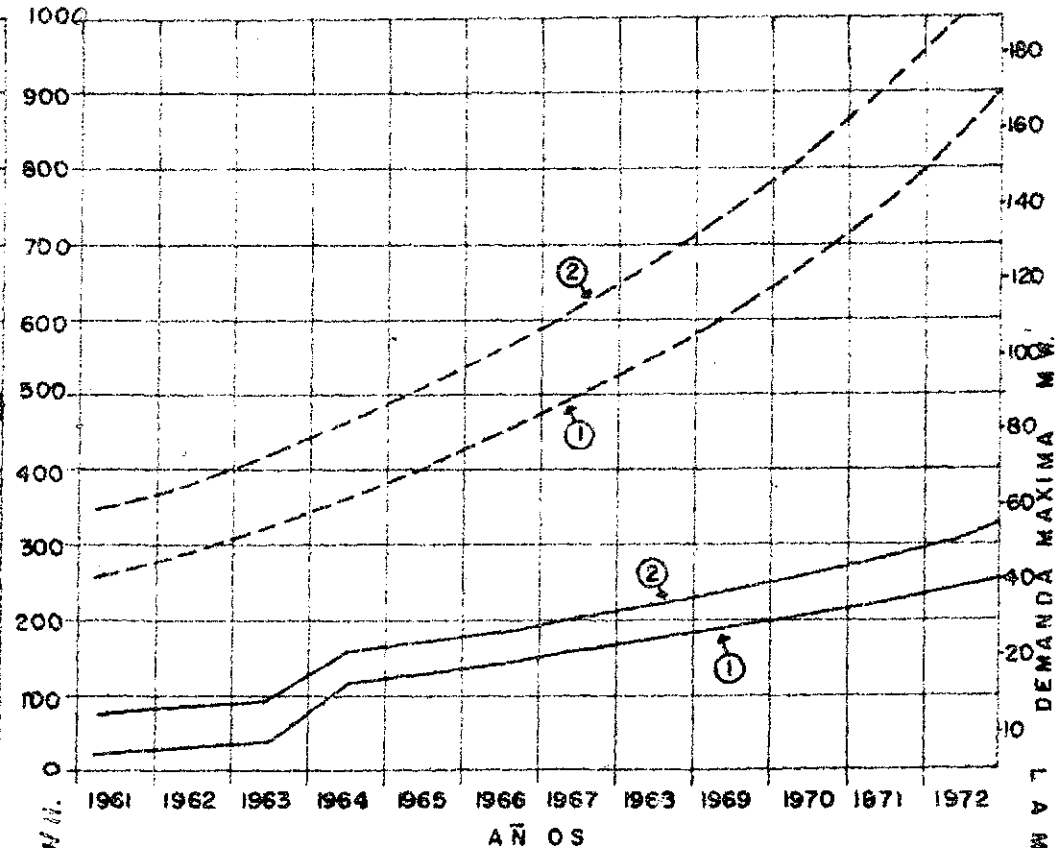


INTERCONEXION EL SALVADOR - HONDURAS - SISTEMAS CENTRALES

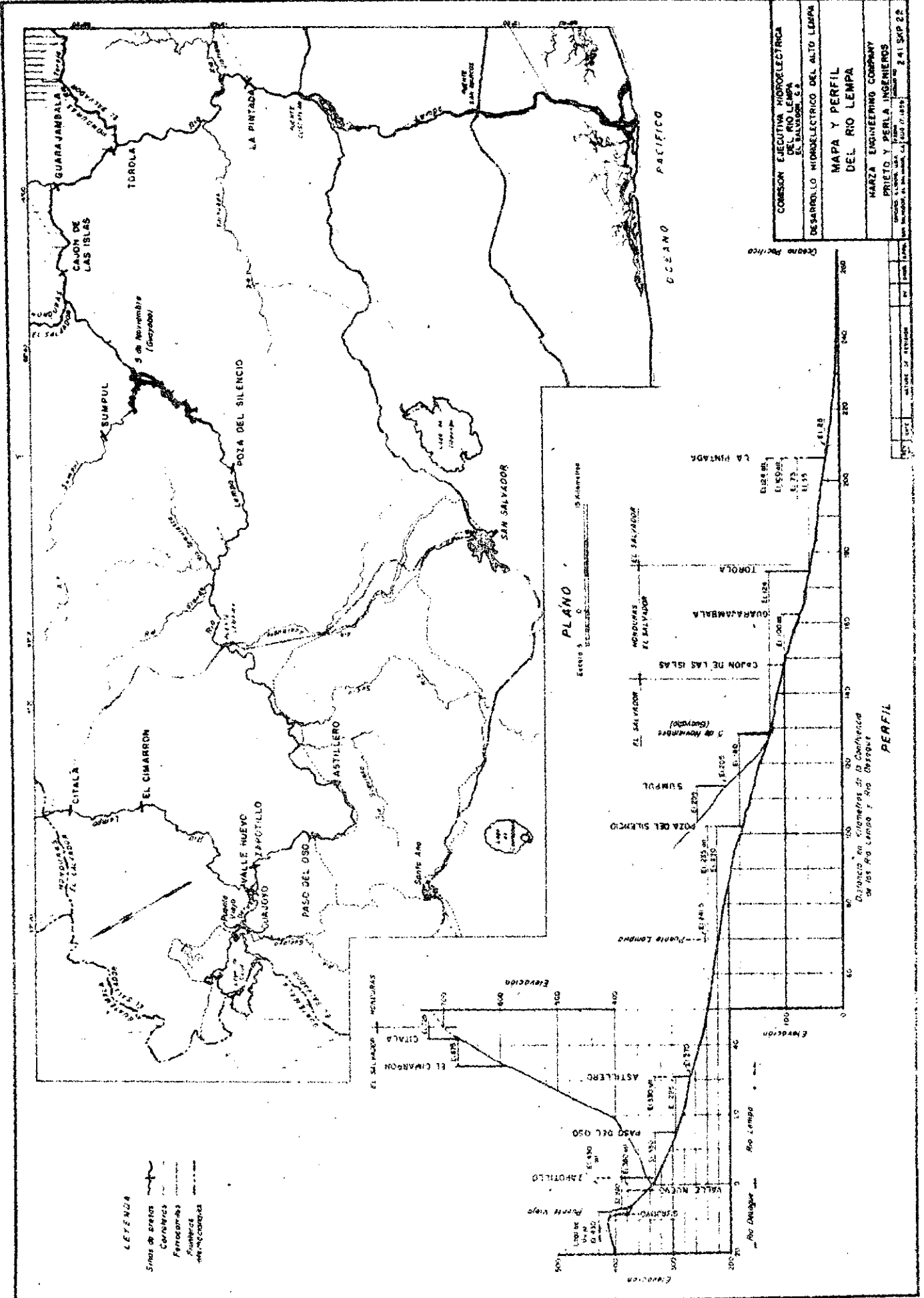
NECESIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA - CURVAS TIPICAS DE CARGA DIARIA POR SISTEMA



- CURVA CARGA UNITARIA TIPICA DIARIA SISTEMA ENEE
- - - CURVA CARGA UNITARIA TIPICA DIARIA SISTEMA CEL
- CURVA CARGA UNITARIA TIPICA DIARIA SISTEMAS INTERCONECTADOS ENEE-CEL



- - - NECESIDADES SISTEMA CENTRAL EL SALVADOR
- NECESIDADES SISTEMA CENTRAL HONDURAS
- ① → CURVA ENERGIA
- ② → CURVA POTENCIA



LEYENDA

- Sinos de aguas
- Cerros
- Ferrocarriles
- Riagueros
- Carreteras

PLANO

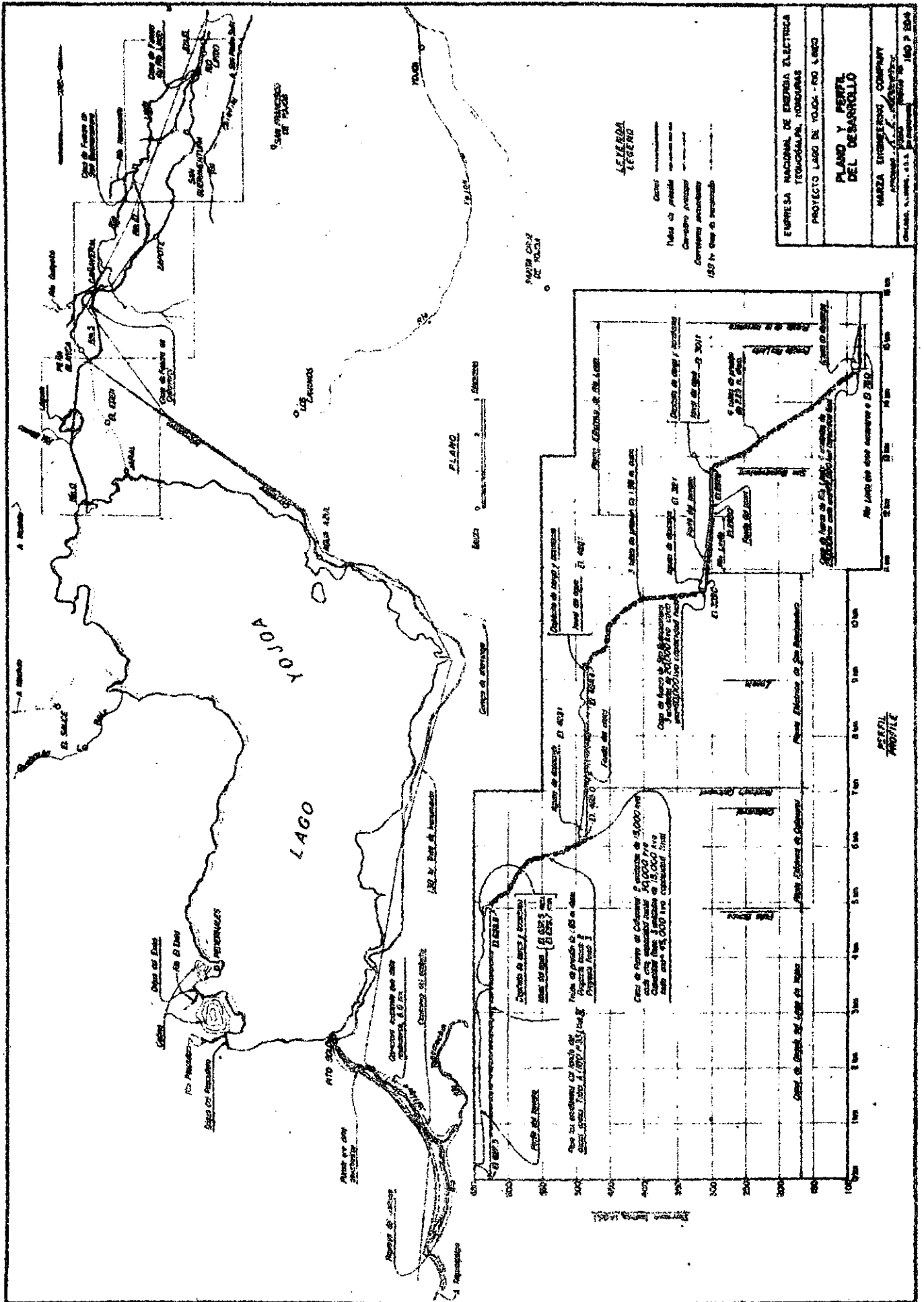
Escala 1:50,000

PERFIL

Distancia en Kilometros de la Cabecera de las Rios Lempa y Rio Grande

COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA EL SALVADOR, S.A.
 DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL ALTO LEMPA
 MAPA Y PERFIL DEL RIO LEMPA
 MARZA ENGINEERING COMPANY
 PRIETO Y PERLA INGENIEROS

NO.	FECHA	DESCRIPCION	ELABORADO	REVISADO
1	1952	PROYECTO PRELIMINAR		
2	1953	PROYECTO DEFINITIVO		
3	1954	PROYECTO DE EJECUCION		
4	1955	PROYECTO DE EJECUCION		
5	1956	PROYECTO DE EJECUCION		
6	1957	PROYECTO DE EJECUCION		
7	1958	PROYECTO DE EJECUCION		
8	1959	PROYECTO DE EJECUCION		
9	1960	PROYECTO DE EJECUCION		
10	1961	PROYECTO DE EJECUCION		
11	1962	PROYECTO DE EJECUCION		
12	1963	PROYECTO DE EJECUCION		
13	1964	PROYECTO DE EJECUCION		
14	1965	PROYECTO DE EJECUCION		
15	1966	PROYECTO DE EJECUCION		
16	1967	PROYECTO DE EJECUCION		
17	1968	PROYECTO DE EJECUCION		
18	1969	PROYECTO DE EJECUCION		
19	1970	PROYECTO DE EJECUCION		
20	1971	PROYECTO DE EJECUCION		
21	1972	PROYECTO DE EJECUCION		
22	1973	PROYECTO DE EJECUCION		
23	1974	PROYECTO DE EJECUCION		
24	1975	PROYECTO DE EJECUCION		
25	1976	PROYECTO DE EJECUCION		
26	1977	PROYECTO DE EJECUCION		
27	1978	PROYECTO DE EJECUCION		
28	1979	PROYECTO DE EJECUCION		
29	1980	PROYECTO DE EJECUCION		
30	1981	PROYECTO DE EJECUCION		
31	1982	PROYECTO DE EJECUCION		
32	1983	PROYECTO DE EJECUCION		
33	1984	PROYECTO DE EJECUCION		
34	1985	PROYECTO DE EJECUCION		
35	1986	PROYECTO DE EJECUCION		
36	1987	PROYECTO DE EJECUCION		
37	1988	PROYECTO DE EJECUCION		
38	1989	PROYECTO DE EJECUCION		
39	1990	PROYECTO DE EJECUCION		
40	1991	PROYECTO DE EJECUCION		
41	1992	PROYECTO DE EJECUCION		
42	1993	PROYECTO DE EJECUCION		
43	1994	PROYECTO DE EJECUCION		
44	1995	PROYECTO DE EJECUCION		
45	1996	PROYECTO DE EJECUCION		
46	1997	PROYECTO DE EJECUCION		
47	1998	PROYECTO DE EJECUCION		
48	1999	PROYECTO DE EJECUCION		
49	2000	PROYECTO DE EJECUCION		
50	2001	PROYECTO DE EJECUCION		
51	2002	PROYECTO DE EJECUCION		
52	2003	PROYECTO DE EJECUCION		
53	2004	PROYECTO DE EJECUCION		
54	2005	PROYECTO DE EJECUCION		
55	2006	PROYECTO DE EJECUCION		
56	2007	PROYECTO DE EJECUCION		
57	2008	PROYECTO DE EJECUCION		
58	2009	PROYECTO DE EJECUCION		
59	2010	PROYECTO DE EJECUCION		
60	2011	PROYECTO DE EJECUCION		
61	2012	PROYECTO DE EJECUCION		
62	2013	PROYECTO DE EJECUCION		
63	2014	PROYECTO DE EJECUCION		
64	2015	PROYECTO DE EJECUCION		
65	2016	PROYECTO DE EJECUCION		
66	2017	PROYECTO DE EJECUCION		
67	2018	PROYECTO DE EJECUCION		
68	2019	PROYECTO DE EJECUCION		
69	2020	PROYECTO DE EJECUCION		
70	2021	PROYECTO DE EJECUCION		
71	2022	PROYECTO DE EJECUCION		
72	2023	PROYECTO DE EJECUCION		
73	2024	PROYECTO DE EJECUCION		
74	2025	PROYECTO DE EJECUCION		



EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
 TERCERAS PLANTAS, TERCERAS
 PROYECTO LAGO DE YOJUA - RIO LAGO
 PLANO Y PERFIL
 DEL DESARROLLO
 MARSA INGENIERIA COMPANY
 INGENIEROS
 CHICAGO, U.S.A.

INTERCONEXION EL SALVADOR-HONDURAS SISTEMAS CENTRALES

LAMINA NO. 1

1000

900

800

SISTEMA INTERCONECTADO CEL-ENEE

700

DEMANDA MAXIMA Y CAPACIDAD INSTALADA

600

1966 - 1972

500

400

DETALLE CAP INST. 1966

CAP INST. TERMICO

 HIDRO MW

5 DE NOV 7.5

CANAVERAL 30.0

GUAJOYO 15.0

 3.0

 123.0

TERMICO 26.7

TOTAL 149.7

CAP INST. TOTAL

CEL-ENEE

CEL Y ENEE

DEMANDAS MAXIMAS ANUALES

SISTEMA CEL-ENEE

250

200

150

100

90

80

70

60

50

40

30

20

10

ADICION
SBIENAVENTURA II
20 MW

ADICION
SAN BUENAVENTURA III
20 MW

ADICION RIO LIMDO
40 MW

ADICION
RIO LIMDO III
20 MW

CAP. INST. HIDRO CEL

CAP. INST. MW	CAP. INST. MW	CAP. INST. MW	CAP. INST. MW	CAP. INST. MW	CAP. INST. MW	CAP. INST. MW	CAP. INST. MW
123	143	163	163	203	203	223	223
26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7
149.7	169.7	189.7	189.7	229.7	229.7	249.7	249.7
	HIDRO	HIDRO	HIDRO	HIDRO	HIDRO	HIDRO	HIDRO
	TERMICO	TERMICO	TERMICO	TERMICO	TERMICO	TERMICO	TERMICO
	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL

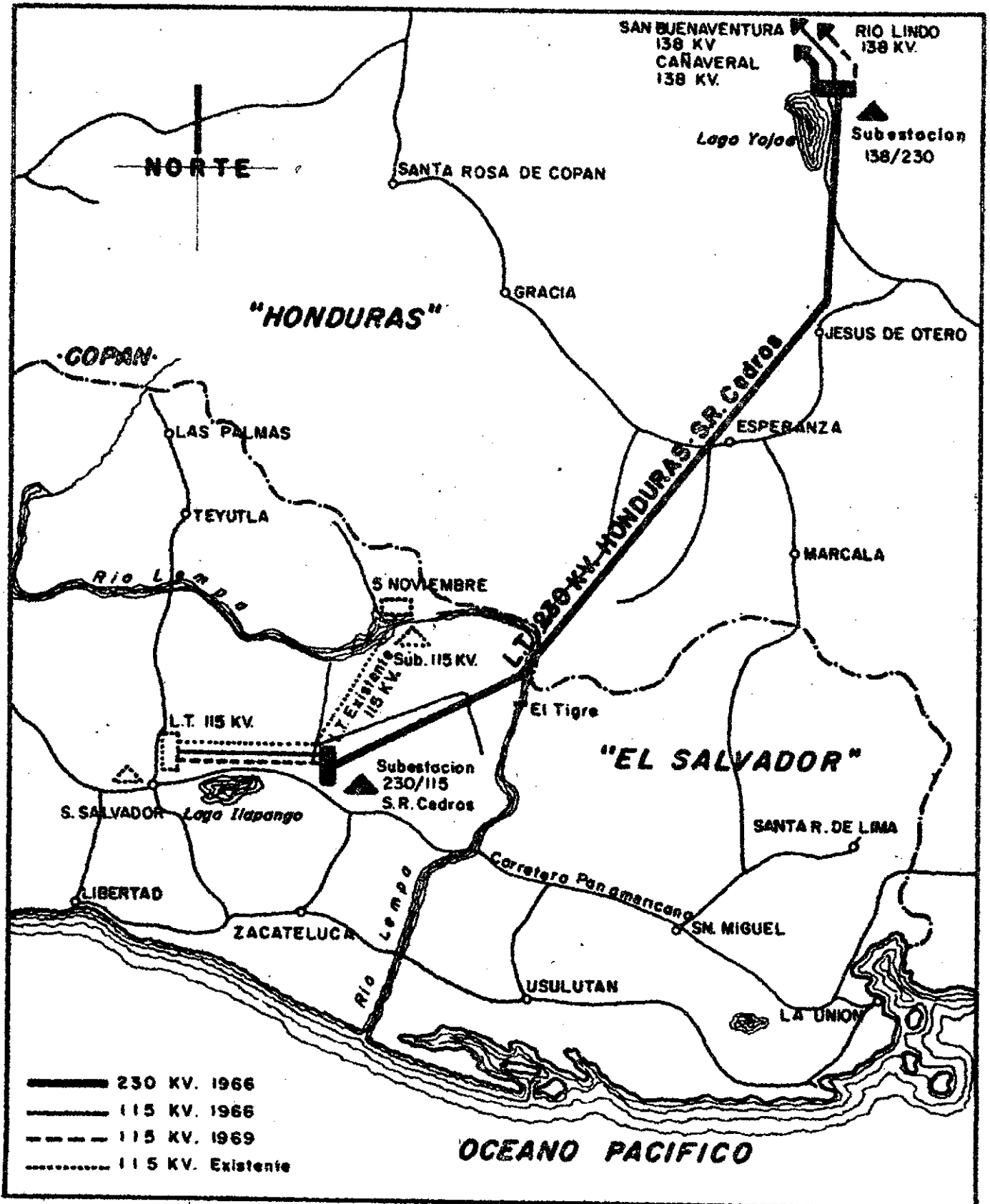
A Ñ O S

1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972
------	------	------	------	------	------	------

INTERCONEXION-EL SALVADOR HONDURAS SISTEMAS-CENTRALES

SOLUCION No.1 LT 230 KV. HONDURAS S.R.Cedros

LT 115 KV. EL SALVADOR S.R.Cedros

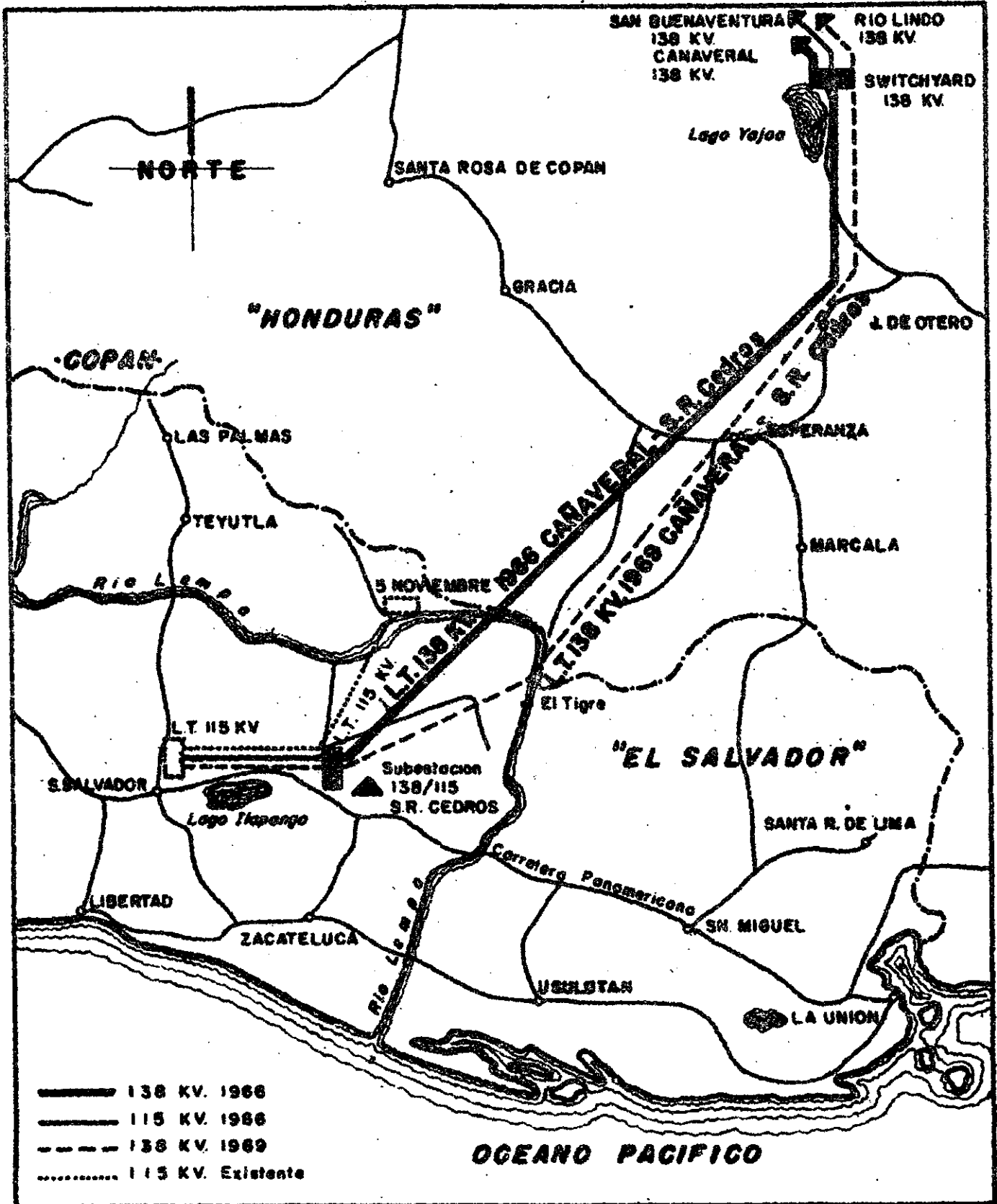


INTERGONEXION - EL SALVADOR HONDURAS

SISTEMAS - CENTRALES

SOLUCION No.2 2LT 138 KV. HONDURAS S.R.Cedros

2LT 115 KV. EL SALVADOR S.R.Cedros

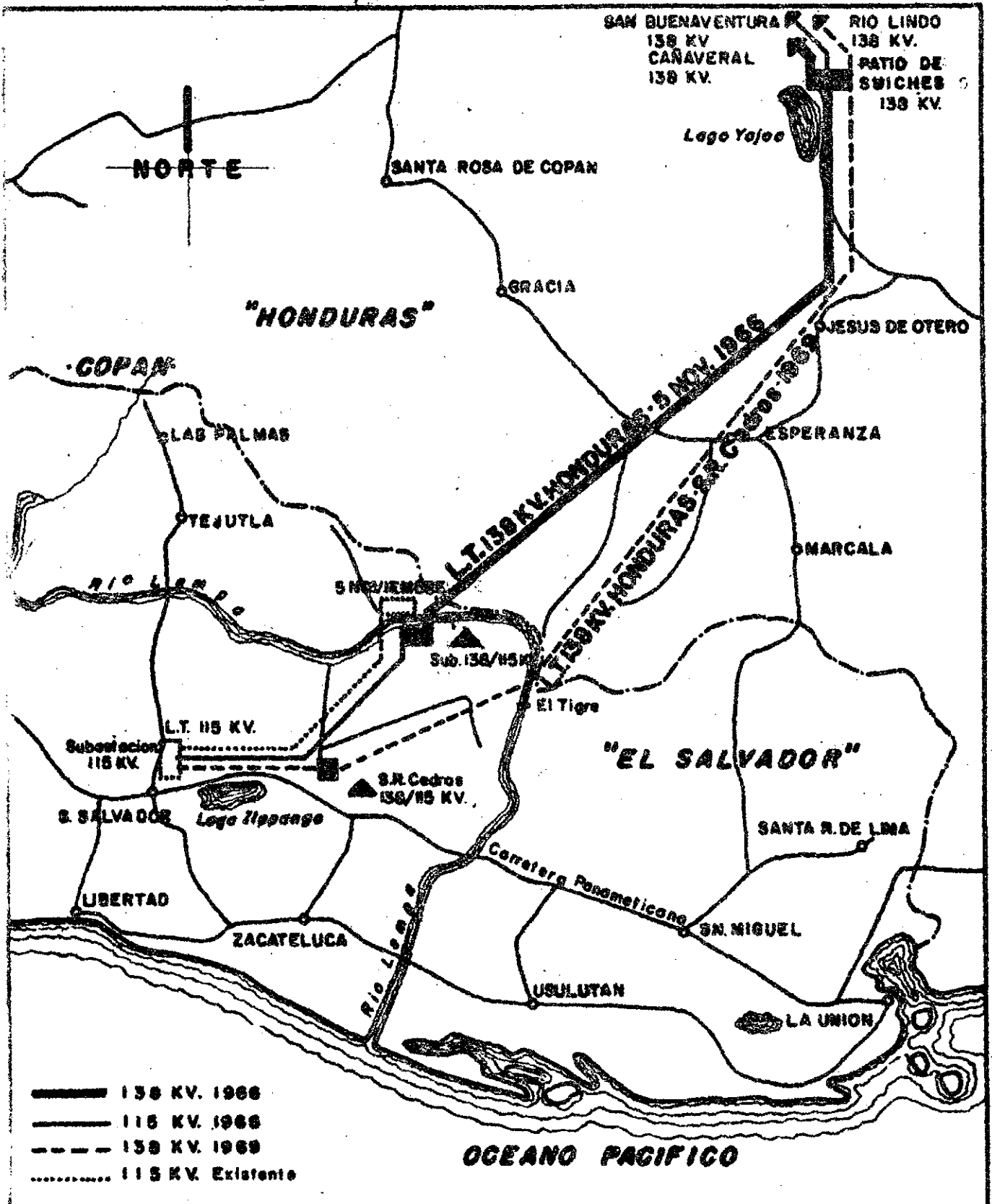


——— 138 KV. 1966
 ——— 115 KV. 1966
 - - - 138 KV. 1969
 115 KV. Existente

INTERCONEXION - EL SALVADOR HONDURAS

SISTEMAS - CENTRALES

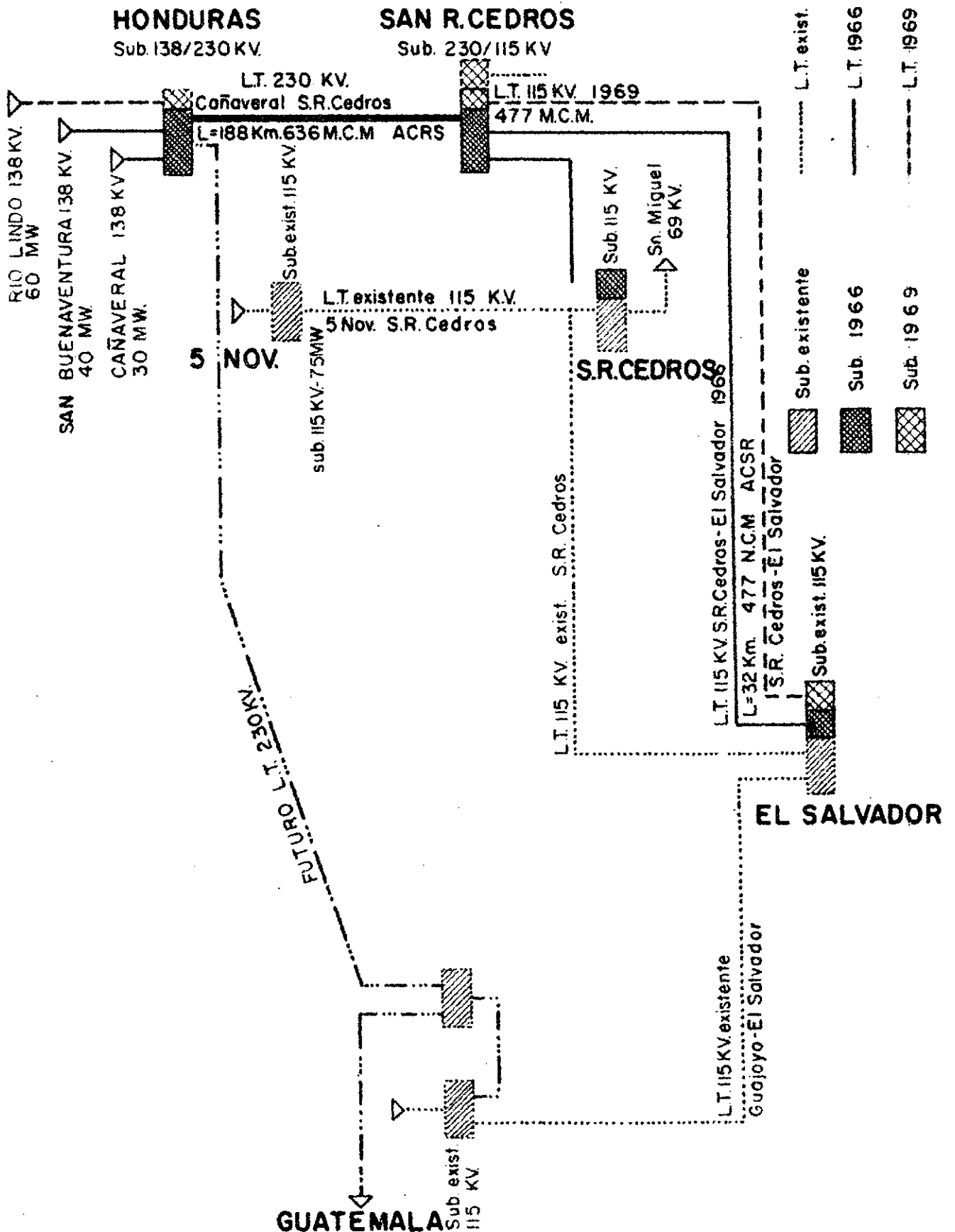
SOLUCION No.3 L.T. 138 KV. HONDURAS - 5 NOVIEMBRE - L.T. 115 KV. 5 NOV. EL SALVADOR 1966
 L.T. 138 KV. HONDURAS - S.R. Cedros - L.T. 115 KV. S.R. Cedros S. SALVADOR 1969



INTERCONEXION - EL SALVADOR HONDURA

ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION

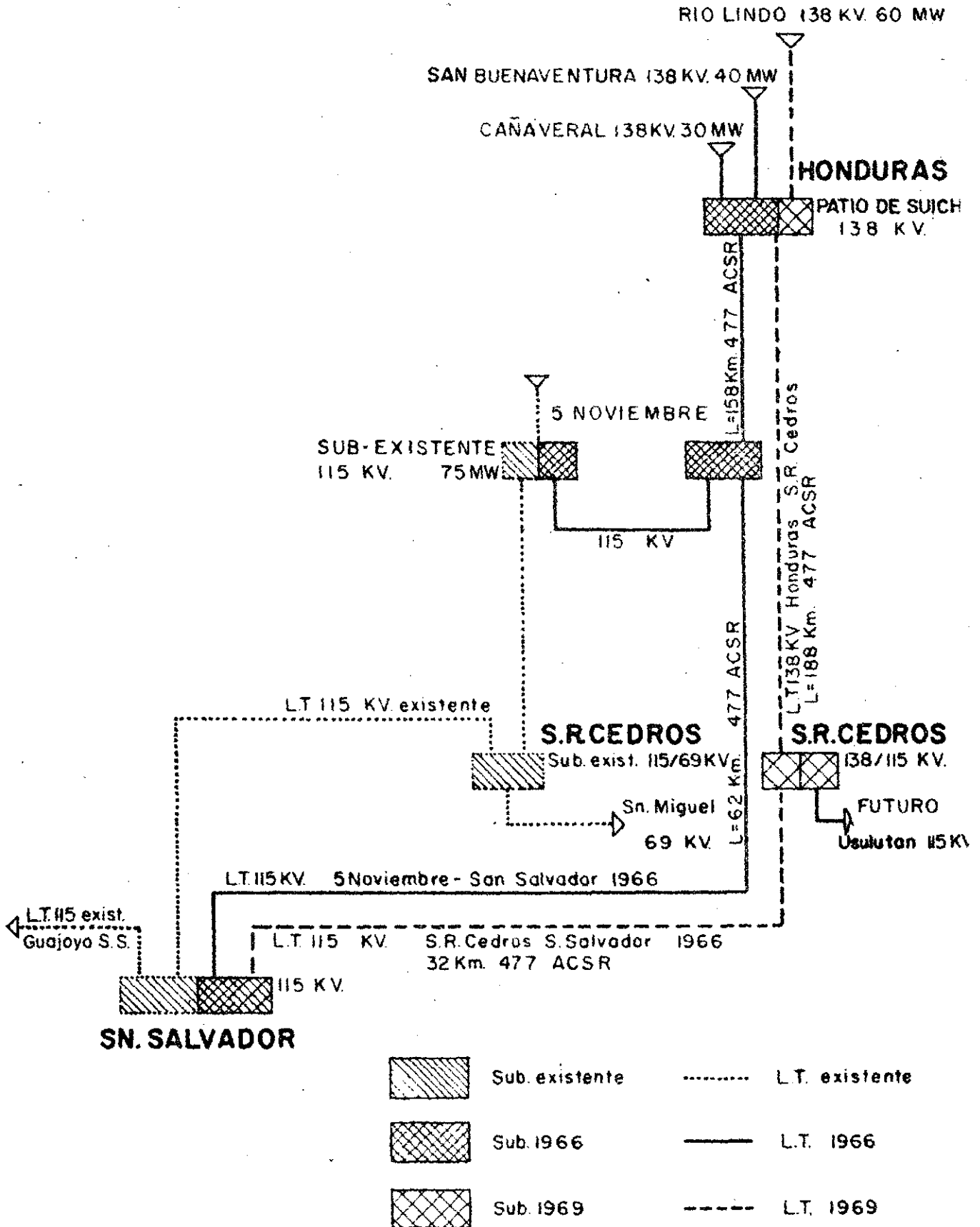
SOLUCION No. 1



INTERCONEXION-EL SALVADOR HONDURAS

ESQUEMA DEL SISTEMA DE TRANSMISION

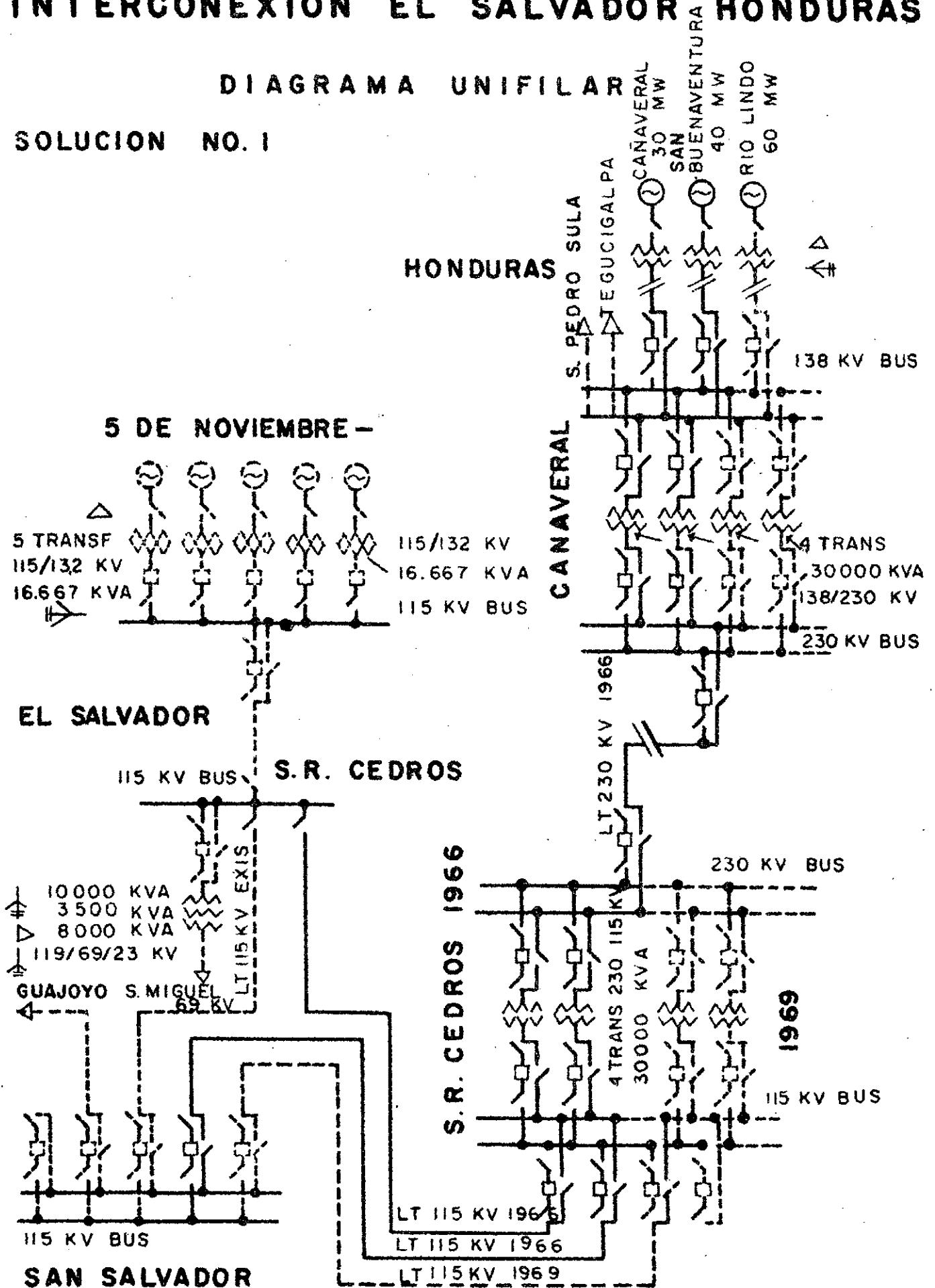
SOLUCION No. 3



INTERCONEXION EL SALVADOR HONDURAS

DIAGRAMA UNIFILAR

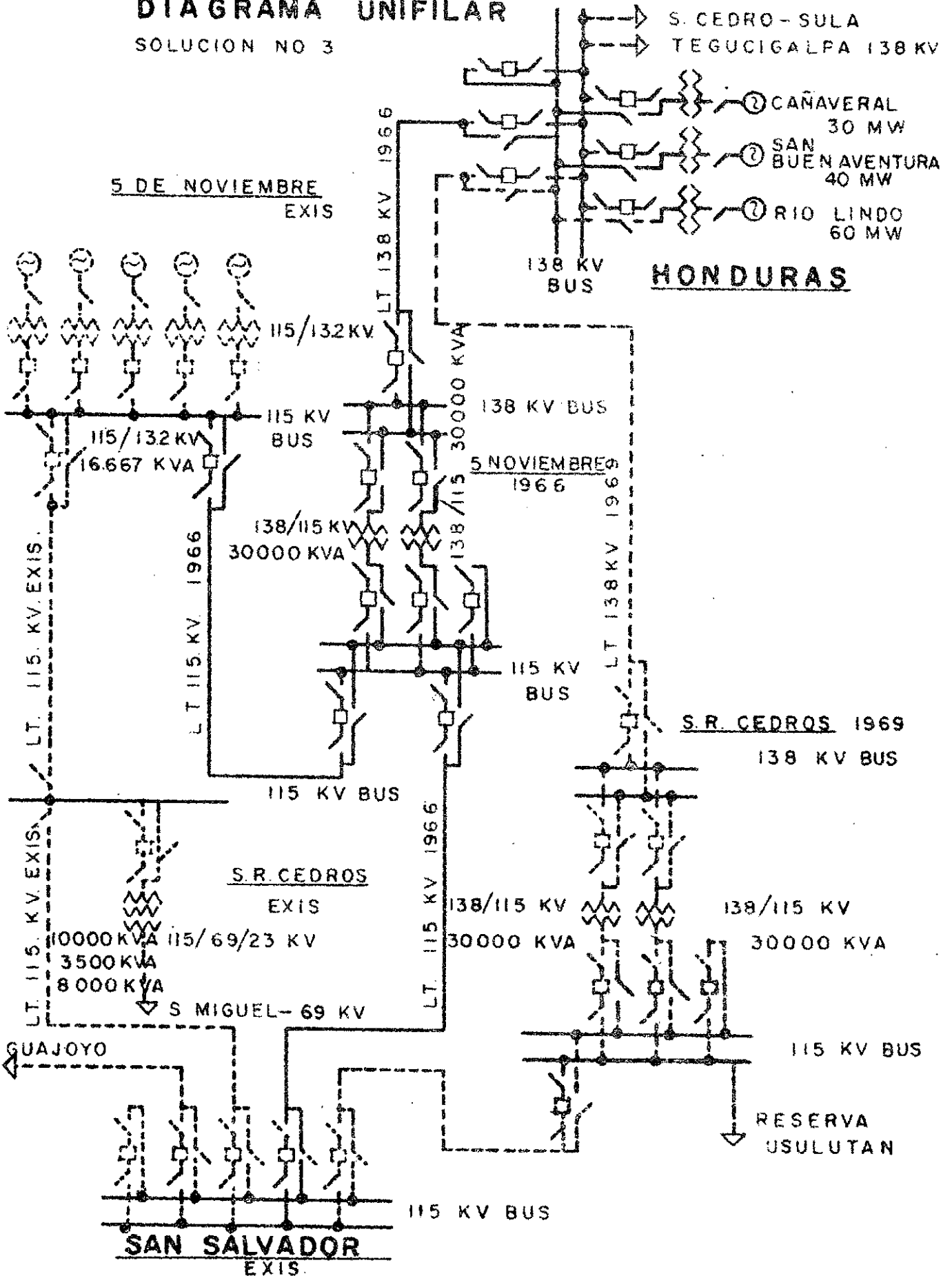
SOLUCION NO. 1



INTERCONEXION-EL SALVADOR HONDURAS

DIAGRAMA UNIFILAR

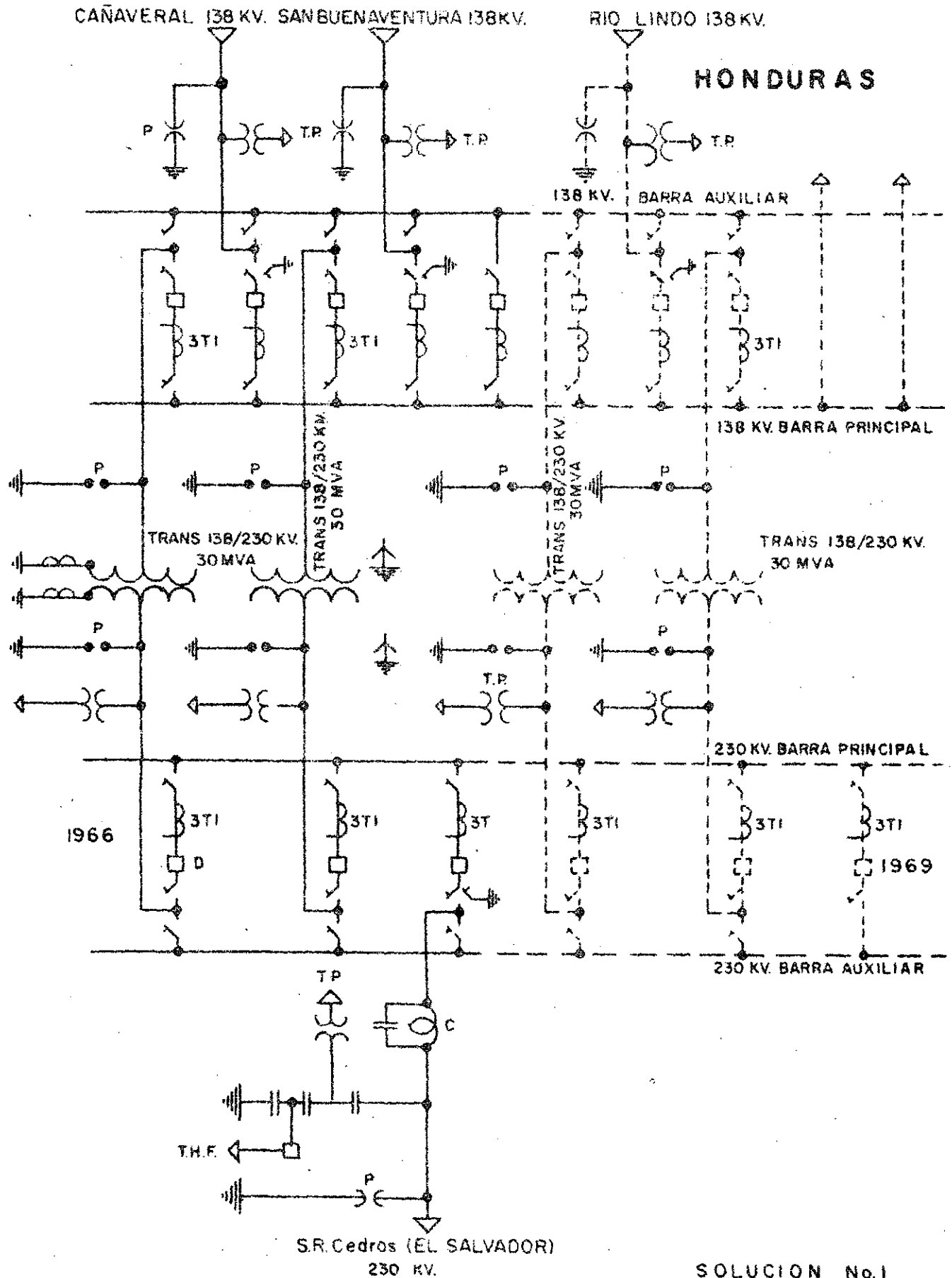
SOLUCION NO 3



INTERCONEXION-EL SALVADOR HONDURAS

SUB-ESTACION 138 / 230 KV. EN HONDURAS

DIAGRAMA UNIFILAR

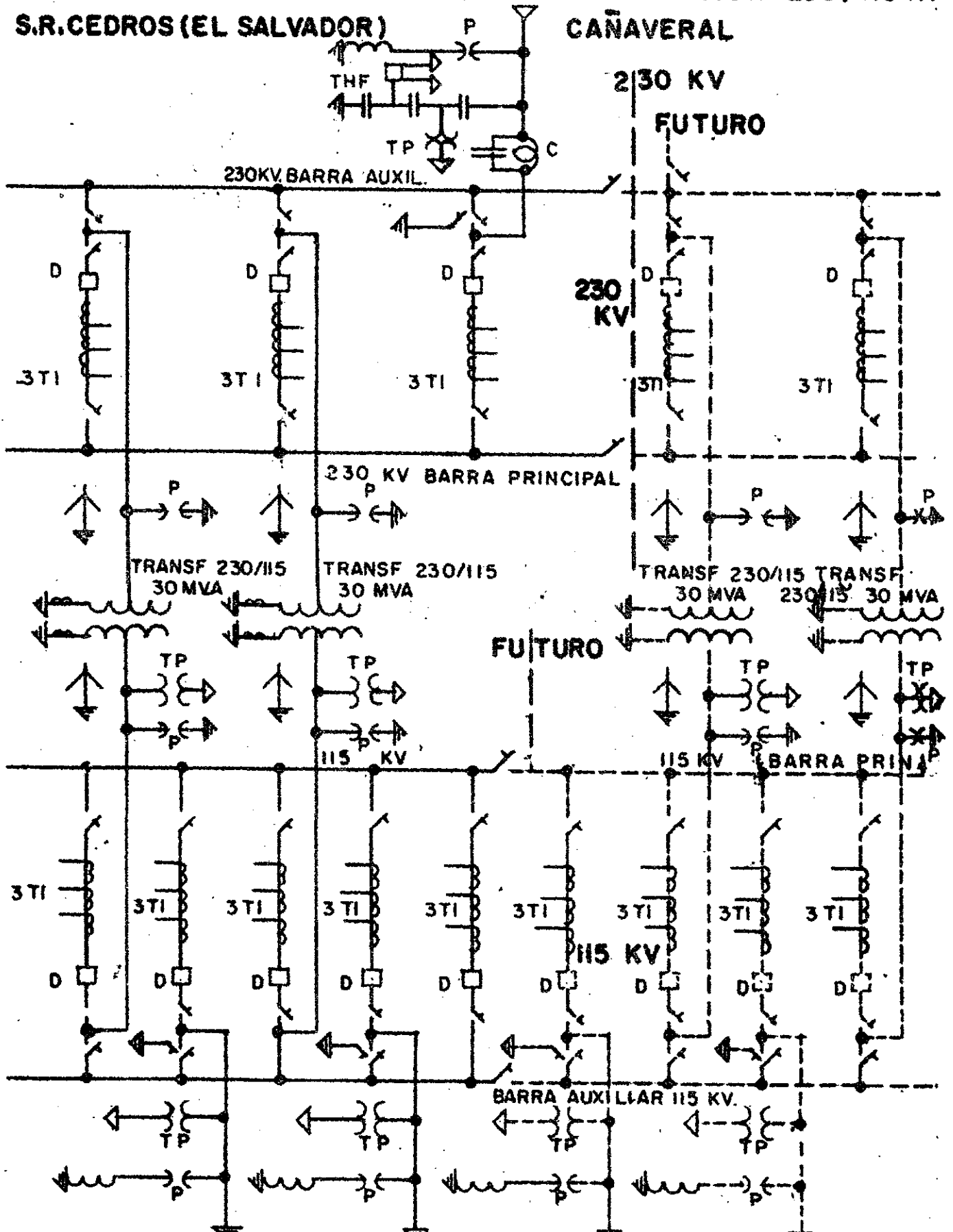


INTERCONEXION EL SALVADOR HONDURAS

SUB-ESTACION DE TRANSFORMACION 230/115 KV

S.R.CEDROS (EL SALVADOR)

CAÑAVERAL



SUBESTACION ACTUAL
DE SAN R. CEDROS 115 KV

SAN SALVADOR I
115 KV (1966)

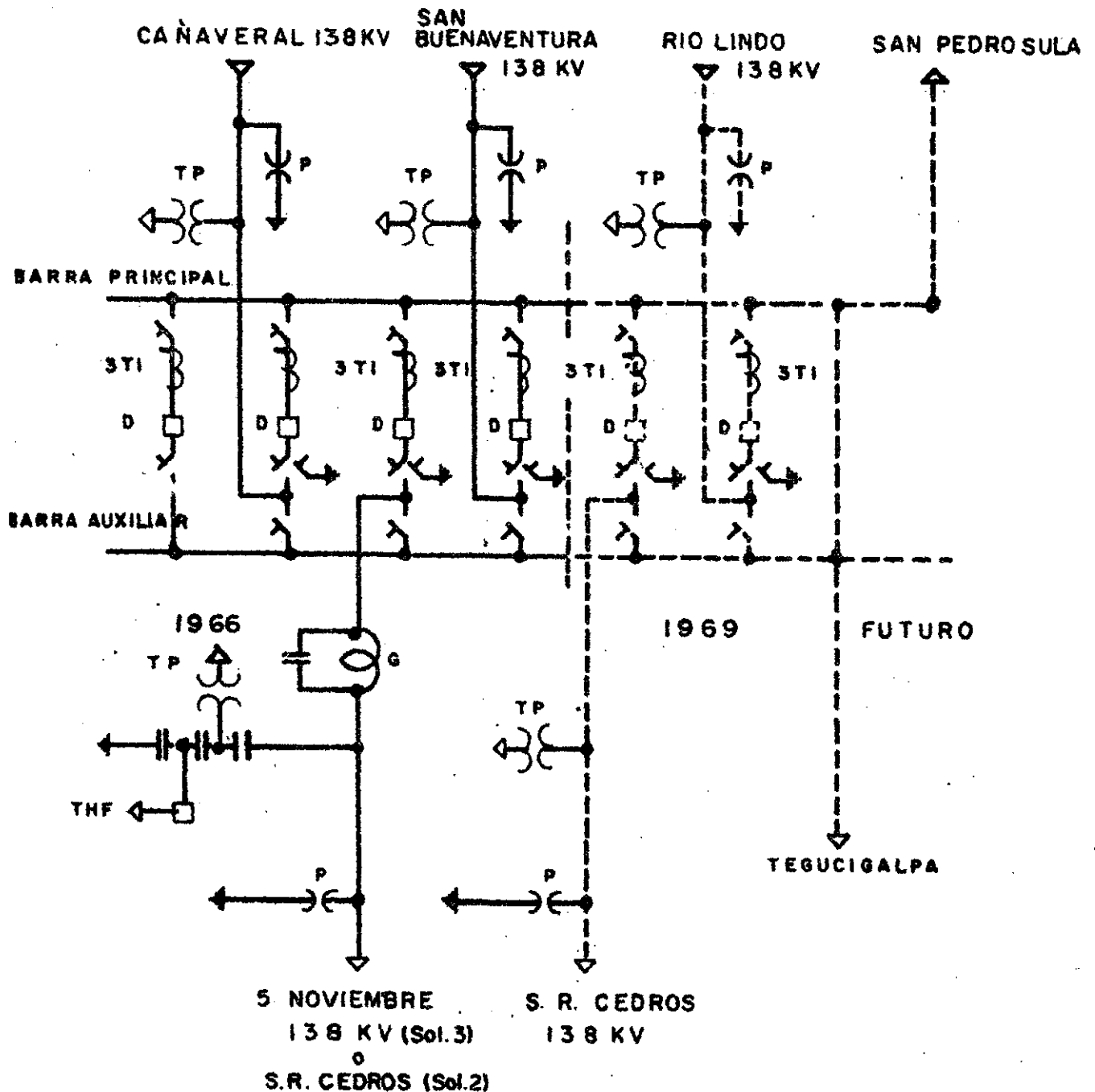
SAN SALVADOR II
115 KV (1969)

SAN MIGUEL
115 KV (Futuro)

INTERCONEXION-EL SALVADOR HONDURAS

PATIO DE SUICHES 138 KV. (EN CAÑAVERAL HONDURAS)

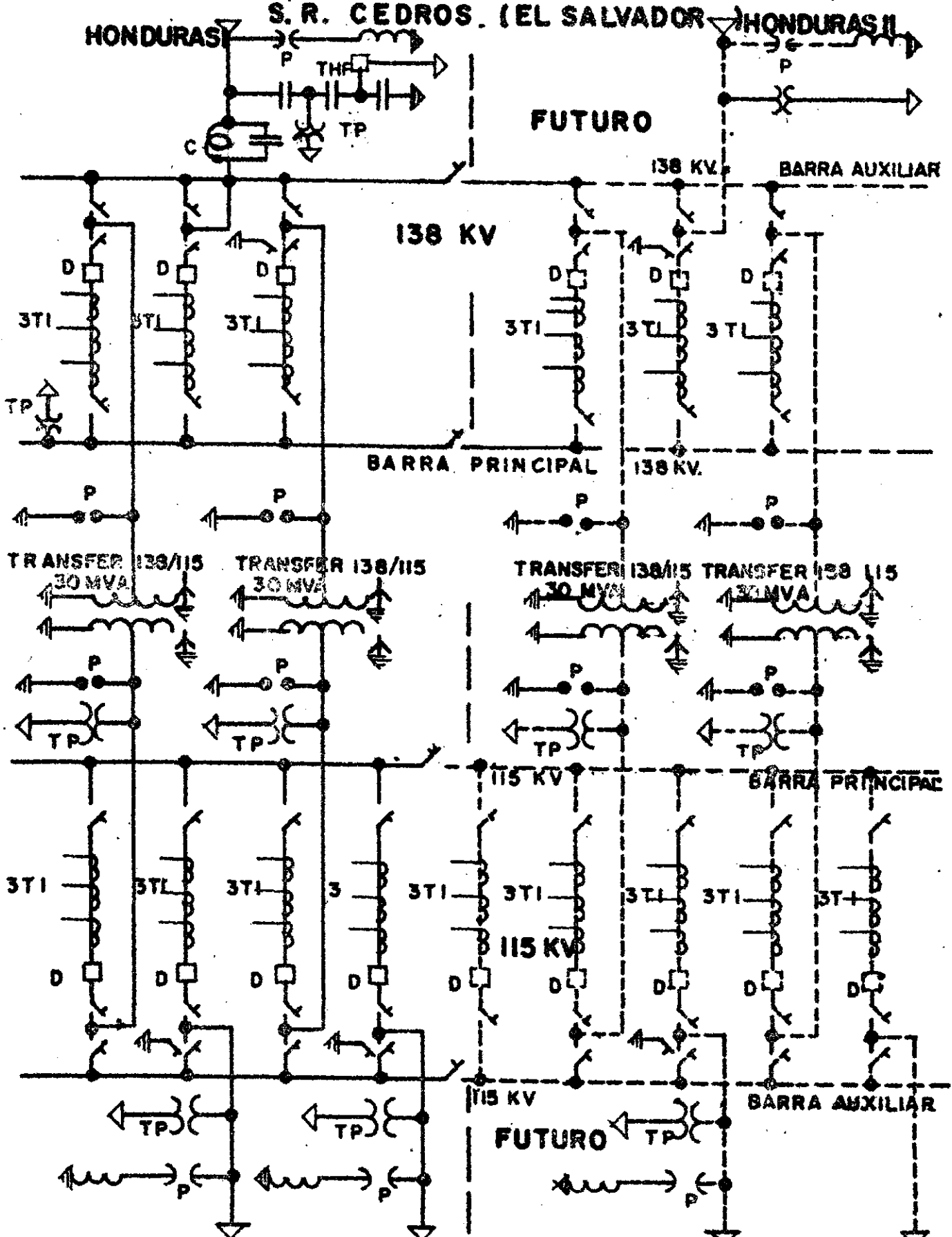
DIAGRAMA UNIFILAR



INTERCONEXION EL SALVADOR HONDURAS

SUB-ESTACION DE TRANSFORMACION 138/115 KV

S.R. CEDROS. (EL SALVADOR)



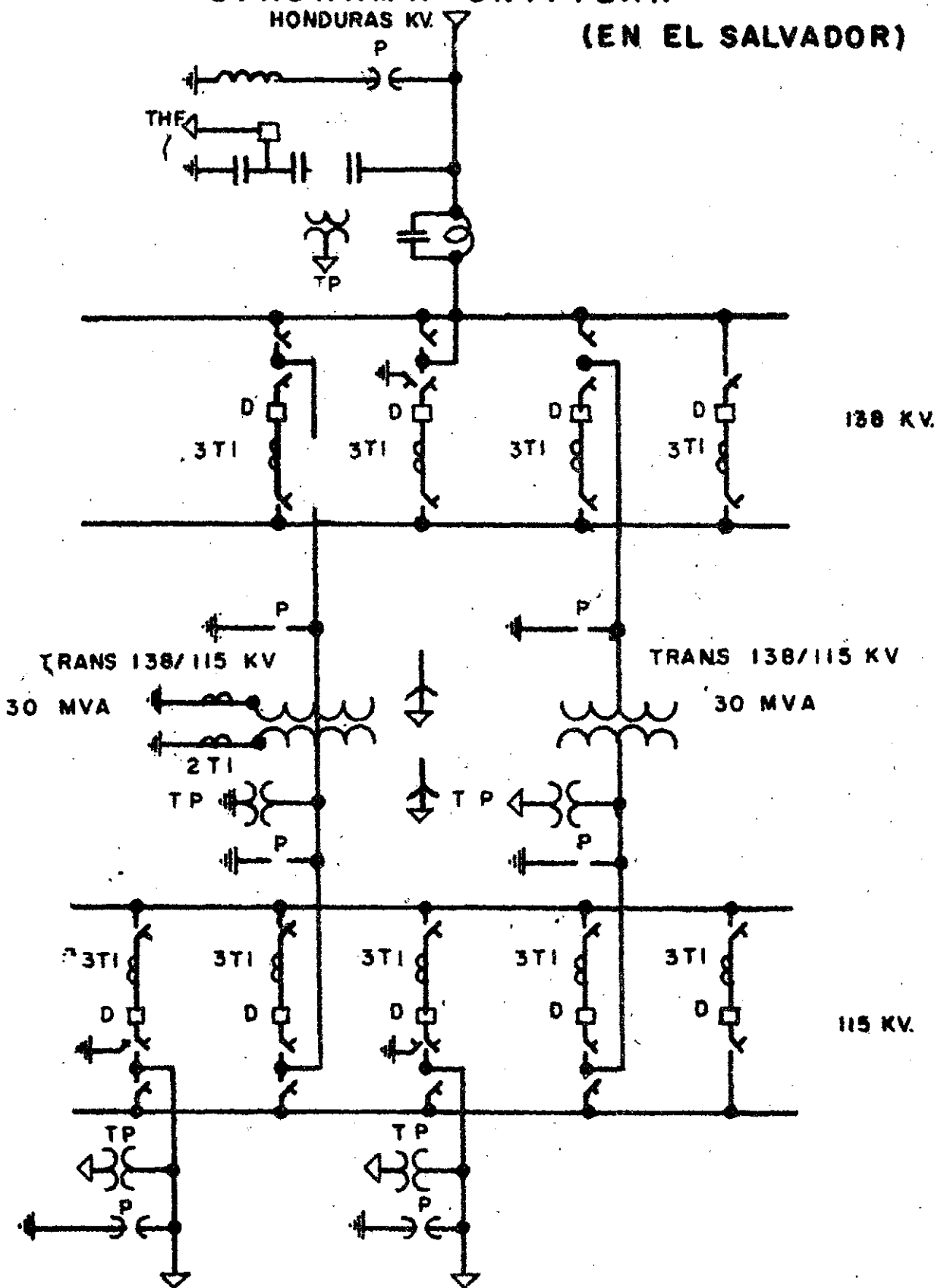
SUBESTACION ACTUAL DE SAN R. CEDROS 115 KV SAN SALVADOR I 115 KV SAN SALVADOR II 115 KV OSULUTAN 115 KV

INTERCONEXION EL SALVADOR HONDURAS

SUB-ESTACION 138/115 KV 5 NOVIEMBRE

DIAGRAMA UNIFILAR

(EN EL SALVADOR)



SUBESTACION 5 DE NOVIEMBRE S. SALVADOR 115 KV
EXIS 115

SOLUCION No. 3

INTERCONEXION EL SALVADOR HONDURAS

SUB-ESTACION 138/115 KV DE S. R. CEDROS

DIAGRAMA UNIFILAR

