

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA



LIMITADO  
CEPAL/MEX/72/17  
TAO/LAT/118  
Abril de 1972

ISTMO CENTROAMERICANO: RESEÑA DE ACTIVIDADES EN EL SECTOR  
ELECTRICO. SEGUNDO SEMESTRE DE 1971

Informe preparado por el señor Ernesto Richa, experto de la Oficina  
de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas.



## INDICE

	<u>Página</u>
I. Introducción	1
II. Actividades de los organismos de electrificación	2
1. Guatemala	2
2. El Salvador	4
3. Honduras	5
4. Nicaragua	6
5. Costa Rica	8
6. Panamá	9
7. Proyectos regionales	11
III. Actividades regionales	12
1. Desarrollo eléctrico	12
2. Interconexión eléctrica	12
3. Normalización de materiales y equipo	12
4. Armonización tarifaria	13
5. Evolución de los recursos hidráulicos	13
6. Evolución de los recursos energéticos	13
7. Aspectos administrativos	13
8. Informes terminados en el semestre	14
Anexo. Istmo Centroamericano: Evolución del sector de energía en 1971	15



## I. INTRODUCCION

Constituye este informe el sexto de los semestrales sobre las actividades principales del sector eléctrico que a nivel nacional y regional desarrollan los países del Istmo Centroamericano, así como sobre los estudios que realizan la Subsección de la CEPAL en México y los expertos asignados a la misma en los campos de energía y aguas.

Esta difusión de los hechos más importantes de los sectores eléctrico y de recursos hidráulicos se considera conveniente para promover el intercambio de estudios, informes y experiencias entre los organismos nacionales y empresas privadas de servicio público de la región. El capítulo correspondiente a actividades por país se basa en información proporcionada por empresas y organismos de electrificación.

Como anexo se incluyen las notas sobre la evolución del sector de energía eléctrica en 1971 (preparadas como material básico para el Estudio Económico Anual de la CEPAL) que contienen un análisis sobre el comportamiento del sector (potencia instalada y generación) en cada país para el período 1966-71; se comentan aspectos relacionados con inversiones, financiamiento, política energética, interconexiones con países vecinos, recursos para la generación de energía eléctrica, y electrificación rural referente a 1971, y se resumen finalmente los programas e inversiones para 1972.

## II. ACTIVIDADES DE LOS ORGANISMOS DE ELECTRIFICACION

### 1. Guatemala

#### a) Instalaciones

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE), continuó las obras de construcción de la unidad termoeléctrica de 33 MW en Escuintla, en el sitio denominado Mauricio. Al finalizar el semestre se encontraba terminado el 90 por ciento del proyecto. El programa de trabajo incluye pruebas experimentales de la caldera para febrero, y el inicio de la operación comercial para junio de 1972.

Durante el semestre se inició la construcción de la línea de transmisión a 69 kV de Escuintla a Retalhuleu, de 113 km de longitud. Esta línea, que integrará el sistema Occidental al Central, forma parte del programa de electrificación rural que adelanta el INDE con financiamiento de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID) de los Estados Unidos.

#### b) Estudios

Con la colaboración de la firma consultora Kuljian, el INDE concluyó en diciembre de 1971 el estudio de preinversión de dos unidades termoeléctricas para el sistema central. En el mismo se recomienda la instalación de dos unidades de vapor de 66 MW cada una, en el lugar en que se instala actualmente la unidad de 33 MW (Escuintla). Aprobado el estudio, se autorizó a la misma firma a diseñar y elaborar los documentos de licitación respectivos. La primera de las dos unidades habrá de entrar en operación en 1975.

Durante el período quedó también concluido el estudio de preinversión del proyecto hidroeléctrico de Atitlán, en el que participaron el INDE y la firma consultora Electrowatt. Los resultados del mismo están siendo analizados por el INDE y organismos gubernamentales interesados.

El INDE adelantó gestiones para la selección de una firma consultora que lleve a cabo el estudio de preinversión para el desarrollo del río Chixoy, de acuerdo con las recomendaciones contenidas en el inventario concluido en 1970 por el Consejo Nacional de Planificación Económica y por la firma Harza-Berger referente a los recursos hidráulicos y de suelos de la parte norte del país. Incluirá además la elaboración de un plan maestro para el desarrollo del sistema eléctrico nacional.

c) Financiamiento

El Congreso Nacional aprobó en septiembre el préstamo otorgado por la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID) de los Estados Unidos al INDE por la suma de 7.0 millones de dólares, destinado a financiar los costos en moneda extranjera de la primera fase de un plan de desarrollo de sistemas de electrificación rural. La primera etapa del proyecto, cuya construcción se iniciará en 1972 a un costo total de 11.2 millones de dólares, consistirá en la electrificación de tres zonas (Las Verapaces, Huehuetenango-Quiché y San Marcos) que tienen una población de 1 040 000 habitantes y 200 000 viviendas. Se estimó que se proporcionará el servicio eléctrico a unos 316 000 habitantes en 41 000 viviendas y que el proyecto quedará concluido en 1975.

Prosiguieron las negociaciones con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) para la obtención de un préstamo de 21.1 millones de dólares destinado al financiamiento de la moneda extranjera de las dos unidades a vapor de 66 MW de Escuintla (incluyendo una línea de transmisión a Guatemala), el estudio de preinversión del aprovechamiento del río Chixoy y el plan maestro para el desarrollo del sistema eléctrico nacional.

## 2. El Salvador

### a) Instalaciones

La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) inició las obras civiles para la instalación de las dos turbinas de gas de 16.5 MW en Soyapango, San Salvador. El equipo, contratado con la firma Hitachi Ltd., deberá recibirse en mayo y entrar en operación en diciembre de 1972. El costo total será de 3.4 millones de dólares, de los cuales 3.1 millones corresponderán a moneda extranjera y 0.3 a moneda local.

El 1 de noviembre se firmó el contrato con la firma SVEGA para el suministro de materiales y la construcción de la línea de transmisión a 115 kV de San Rafael Cedros a San Miguel (108 km), de estructuras y seccionadores en las subestaciones de Tecoluca y Usulután, y para ampliación de las subestaciones de San Rafael Cedros y San Miguel. El monto del contrato asciende a 1 320 000 dólares, de los cuales 793 000 corresponden a moneda extranjera. Dichas obras habrán de quedar terminadas en diciembre de 1972.

El financiamiento de los costos extranjeros de las turbinas de gas, y de las líneas y subestaciones mencionadas en los párrafos anteriores, provendrá del préstamo de 5.6 millones de dólares que otorgó a la CEL en febrero de 1971 la Asociación Internacional de Fomento (AIF), del grupo del Banco Mundial.<sup>1/</sup>

La CEL sacó a licitación la perforación de 6 a 9 pozos adicionales en el área de Ahuachapán, donde se desarrolla el proyecto geotérmico. Se recibieron propuestas hasta el 28 de febrero de 1972.

### b) Estudios

El 14 de octubre la CEL firmó un contrato con la firma consultora Electroconsult para el diseño, especificaciones y supervisión de la construcción de la central geotérmica de Ahuachapán, con una potencia estimada de 30 MW. De acuerdo con los términos del contrato, la central deberá entrar en operación 40 meses después de su firma, o sea en febrero de 1975.

1/ Véase: Istmo Centroamericano; Reseña de actividades en el sector eléctrico. Primer semestre de 1971. (CEPAL/MEX/71/18), septiembre 1971.



### 3. Honduras

#### a) Instalaciones

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) inició los trabajos del "Cuarto proyecto de electrificación",<sup>2/</sup> que consiste en la construcción de aproximadamente 350 km de líneas de 138 kV; 106 km de líneas de 69 kV; la instalación de 313 MVA en nuevas subestaciones; algunas ampliaciones a las ya existentes, y algunas líneas y subestaciones de 34.5 kV. Su costo de 11 millones de dólares será financiado con préstamos del BIRF y de la AIF, y con recursos internos. Durante el segundo semestre se adjudicaron contratos por valor aproximado de medio millón de dólares para el suministro de herrajes, cables, conectores, cuchillas y estructuras para subestaciones y líneas de 34.5 kV, y para las subestaciones de 69/13.8 kV de Bermejo en San Pedro Sula, y Miraflores en Tegucigalpa. Además se encuentran bajo estudio las ofertas recibidas el 15 de noviembre para el suministro de disyuntores de 69 y 14.4 kV para las dos últimas subestaciones mencionadas. En noviembre se anunciaron las licitaciones para el suministro de equipo y la construcción de las líneas de 138 kV de Río Lindo-El Progreso-Tela-La Ceiba (202 km) y de Progreso-Bermejo (San Pedro Sula)-Puerto Cortés (134 km); además se solicitaron propuestas para el suministro de estructuras y fusibles para las subestaciones de 34.5 kV en Tela, La Ceiba, San Lorenzo y Choluteca.

#### b) Estudios

La ENEE prosiguió los estudios de prefactibilidad del proyecto hidroeléctrico de El Cajón, con la colaboración de la firma consultora Motor-Columbus. Durante el semestre se concluyeron las perforaciones para investigaciones geológicas en el sitio de presa. Además se iniciaron negociaciones para seleccionar la firma que tendrá a su cargo el estudio de preinversión del proyecto, y deberá quedar terminado para fines de 1972.

Se llevaron a cabo diversos estudios y negociaciones relacionados con la interconexión de los sistemas de Honduras y Nicaragua, que se detallan en la sección 7 de este capítulo.

<sup>2/</sup> Véase de nuevo: Istmo Centroamericano. Reseña de actividades en el sector eléctrico. Primer semestre de 1971, op. cit.

4. Nicaraguaa) Instalaciones

La Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) continuó los trabajos de construcción del proyecto hidroeléctrico General Anastasio Somoza García (antes Santa Bárbara). Al finalizar el semestre, el avance de las obras era el siguiente:

	<u>Porcientos</u>
Obras civiles	98
Obras electromecánicas:	
Tubería de presión, compuertas	100
Turbinas, generadores y equipo auxiliar	90

Las pruebas de la unidad No. 2, se iniciaron en diciembre con una carga de 10 MW; se espera que ambas unidades inicien su operación comercial en febrero de 1972. Los desembolsos efectuados en el proyecto hasta el 31 de diciembre de 1971 sumaban 19.6 millones de dólares, calculados originalmente para la totalidad del proyecto; el costo final se calcula en 23.9 millones de dólares (4.3 millones más del presupuesto original. El proyecto tiene dos unidades de 25 MW, con una caída de 200 metros.

Con lo realizado durante el segundo semestre quedó prácticamente finalizado el proyecto de electrificación rural iniciado en 1968, que incluye tres cooperativas, a saber:

Cooperativa B: Departamento de Chinandega, incluyendo la península de Cosigüina

Cooperativa C: Departamento de Rivas e Isla de Ometepe

Cooperativa D: Departamentos de Boaco, Chontales y Río San Juan.

Al terminar el semestre, las tres cooperativas contaban con 15 025 socios que representaban el 60 por ciento del total estimado para el primer año de operación, y el 32 por ciento del número de socios que se calculaba habrán de tener las tres cooperativas al finalizar los diez primeros años de servicio.

/El avance

El avance de las obras y las inversiones realizadas al 31 de diciembre era el siguiente:

	Cooperativa			Total
	B	C	D	
Líneas de 138 kV (km)	-	75	139	214
Líneas de 69 kV (km)	70	-	75	145
Potencia instalada en subestación (MVA)	20	10	20	50
Líneas de distribución de 24.9 kV (km)	1 120	363	1 010	2 493
Inversión (miles de dólares)	4 907	3 304	7 324	15 535
Inversión complementaria, línea Tipitapa-Masaya (miles de dólares)				405
Avance en por ciento del total	80.5	78.0	60.0	65.9

Las fuentes de financiamiento para el programa de electrificación rural han sido las siguientes:

	<u>Miles de dólares</u>
Préstamo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID) de los Estados Unidos	10 200
Aportes del Gobierno Central	3 857
Aportes de la ENALUF	1 883
<u>Total</u>	<u>15 940</u>

#### b) Estudios

La ENALUF concluyó un estudio preliminar sobre el aprovechamiento del río Coco en el lugar denominado Corriente Lira. El proyecto contempla una caída bruta de 75 metros, una potencia instalada de 60 MW y una generación media anual de 228 GWh.

Durante el semestre prosiguieron los estudios y negociaciones relacionados con la interconexión de los sistemas de Honduras y Nicaragua que se detallan en la Sección 7 de este capítulo.

#### c) Financiamiento

La AID otorgó a Nicaragua un segundo préstamo de 3.3 millones de dólares para extender el Programa de Electrificación Rural a los departamentos de Madriz, Nueva Segovia y Estelí. El costo total del proyecto es de 5.1 millones de dólares que serán financiados con el préstamo mencionado más aportes del gobierno central y de la ENALUF por 1 800 000 dólares.

## 5. Costa Rica

### a) Instalaciones

Durante el semestre el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) continuó la construcción del proyecto hidroeléctrico Tapantí, que incluye la ampliación de la central de Río Macho. A pesar de haber persistido los inconvenientes encontrados para la excavación del túnel de Tapantí, se logró un avance mayor que el del semestre anterior (2.0 km). El total excavado hasta el 31 de diciembre eran 10.6 km, que representan el 73 por ciento de la longitud total del túnel. Se avanzó, además, en las obras de la toma de aguas, desarenador y sitio de presa. En la central de Río Macho se progresó satisfactoriamente en la instalación del equipo hidráulico, generadores, tubería de presión, válvulas y subestación elevadora.

En el proyecto Cachí se trabajó en las compuertas del vertedero y en el sellado del túnel de desvío para iniciar el llenado del embalse.

El ICE concluyó trabajos de extensión y mejoras en redes de distribución por valor aproximado de 150 000 dólares, y en varias líneas de sub-transmisión. Se progresó también en la construcción de las casa-planta y la instalación del equipo de las centrales diesel de Siquirres (2 unidades de 300 kW) y Santa Cruz (2 unidades de 500 kW).

Continúa la construcción del edificio de las oficinas centrales del ICE, que al 31 de diciembre había avanzado un 81 por ciento del total de la obra, con inversión hasta esa fecha de 2 530 050 dólares.

### b) Estudios

El ICE prosiguió los estudios relacionados con los proyectos hidroeléctricos de Angostura y de Arenal para determinar sus características técnicoeconómicas y definir el programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional en el período 1972-86.

A solicitud de la Presidencia de la República, el ICE inició estudios relacionados con posibles fuentes de energía hidroeléctrica para la refinación de aluminio. Con ese objeto se adelantan investigaciones en el río Térraba y sus afluentes, habiéndose localizado dos proyectos: Kamankawa y Cajón.

/El ICE

El ICE continuó los estudios sobre el proyecto Chirripó en San Isidro de El General, y el análisis comparativo con respecto a otros medios de suministro de energía a dicha región (línea de transmisión y generación térmica).

c) Financiamiento

El ICE y el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) llevaron a buen término las negociaciones con el Banco Mundial sobre un préstamo de 6.5 millones de dólares para el desarrollo del sistema eléctrico nacional en el período 1971-75. El préstamo cubre los siguientes renglones:

	<u>Miles de dólares</u>
Turbinas de gas en el área de San José (30 MW)	3 900
Unidades diésel en Limón	450
Líneas de transmisión	800
Servicios de consultoría	630
Estudios sobre el sector eléctrico	200
Otros	520

El Banco Mundial asignó además al ICE un préstamo por 17.5 millones de dólares para la expansión de la red nacional de telecomunicaciones.

6. Panamá

a) Instalaciones

El 23 de septiembre se firmó el contrato entre el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) y la firma Monitor-Energo Project para la construcción de las obras civiles del proyecto hidroeléctrico del Bayano (150 MW). La fecha originalmente estimada para el inicio de operaciones del proyecto (enero de 1975) ha sido pospuesta tres meses. El contratista inició la construcción de la villa de operadores y la excavación para la desviación del río. El IRHE recibió las propuestas para el suministro de las turbinas y generadores, encontrándose pendiente la adjudicación. Durante el semestre se convocó la licitación para el suministro de la tubería de presión.

/En el sector

En el sector de la bahía de Las Minas, en la costa atlántica, el IRHE siguió instalando la tercera unidad a vapor de 40 MW, que se estima entrará en operación a mediados de 1972. Se progresa también en el diseño y especificaciones de la unidad Las Minas 4, también de 40 MW, que deberá iniciar operaciones a fines de 1973. Durante el semestre se recibieron propuestas para el suministro de la caldera y los turbo-generadores, y para la construcción de las obras civiles.

El IRHE continuó la ampliación de la central diesel de Chitré en las Provincias Centrales, cuyas dos unidades de 2 000 kW fueron recibidas en noviembre. El avance en las obras civiles era, al 31 de diciembre, del 70 por ciento, y en las instalaciones electromecánicas, del 30 por ciento. También se progresó en las obras civiles de las centrales diesel de Capira, en el occidente de la provincia de Panamá (2 000 kW) y de la isla de Taboga (600 kW). El avance logrado puede estimarse en el 20 y el 30 por ciento del total, respectivamente.

Durante el semestre, concluyó el IRHE la construcción de 28 km de líneas de 34.5 kV, 52.5 km de 13.2 kV, y 4.0 km de 2.4 kV. Además se construyeron once sistemas de distribución en poblaciones rurales y se rehabilitaron otros quince.

#### b) Estudios

El IRHE y la firma consultora Chas. T. Main International, Inc. dejaron prácticamente concluido el inventario del potencial hidroeléctrico del país, y el plan maestro para el desarrollo del sistema eléctrico nacional. Durante el semestre se terminó el estudio del mercado eléctrico y las proyecciones de requerimientos de potencia y energía para el período 1972-1990; también se hicieron diseños preliminares de los proyectos hidroeléctricos con capacidad en exceso de 50 MW (Fortuna, Tabasará, Teribe y Changuinola). Se recomendó el proyecto hidroeléctrico de la Fortuna (alternativa A, 250 MW) como la adición más económica al sistema actual de generación. Los estudios indican además que se justifica económicamente la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de Panamá a David (400 km), como requisito básico para la integración del sistema nacional; se decidió en consecuencia elaborar el estudio de factibilidad correspondiente durante los primeros cuatro meses de 1972.

7. Proyectos regionales

a) Interconexión Honduras-Nicaragua

Durante el segundo semestre de 1971 prosiguieron los estudios y negociaciones que llevan a cabo la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, y la empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) para la interconexión de sus sistemas. La firma consultora Electroconsult dejó concluido el estudio de factibilidad en agosto de 1971, que fue revisado y discutido por representantes de ambas empresas, de sus consultores y del Banco Mundial.

Tanto la ENEE como la ENALUF designaron grupos de trabajo constituidos por personal técnico de las mismas para llevar a cabo los estudios adicionales y las negociaciones que fuesen necesarias. Como resultado de los mismos se acordó que la interconexión podría iniciarse en enero de 1975 con la puesta en operación de la primera unidad de vapor de 50 MW en Puerto Somoza. Para el período 1975-77, en el que Nicaragua venderá energía térmica a Honduras, se operará un circuito de 230 kV entre Suyapa (cerca de Tegucigalpa) y León. En 1978 se agregará una segunda línea de 230 kV, entre dichos puntos. Las potencias y energías que se transferirán de un sistema al otro son las siguientes:

Año	Energía térmica de Nicaragua a Honduras		Energía hidroeléctrica de Honduras a Nicaragua	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)
1975	21	113		
1976	34	176		
1977	51	260		
1978			88	144
1979			150	778
1980			150	687
1981			143	586
1982			130	473
1983			113	345
1984			140	627
1985			150	464

### III. ACTIVIDADES REGIONALES

La Secretaría de la CEPAL (México), con la colaboración de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos de la misma oficina, realizó las labores que se describen a continuación. Los informes elaborados se enumeran al final y se aluden en el texto con números arábigos entre paréntesis.

#### 1. Desarrollo eléctrico

Se concluyó y distribuyó la reseña de actividades del sector eléctrico para el primer semestre de 1971 (1). Se organizó y celebró un curso intensivo sobre técnicas de dirección y evaluación de proyectos en el sector eléctrico. Se avanzó considerablemente en la elaboración de las estadísticas nacionales y regionales de energía eléctrica para 1970 que incluyen series históricas sobre el período de 1950-70.

#### 2. Interconexión eléctrica

Se continuaron fomentando las posibilidades de interconexión regionales. Al respecto se colaboró con la ENALUF y el ICE en materia de principios tarifarios sobre compraventa de energía en proyectos de interconexión y se inició la actualización del estudio regional sobre los desarrollos más factibles entre dos o más países.

#### 3. Normalización de materiales y equipo

Se completó la documentación (2) (3) para la Séptima Reunión del Comité Regional de Normas Eléctricas que se organizó y celebró en Panamá, además de la Cuarta Reunión del Grupo de Trabajo sobre Codificación. Se elaboró el informe correspondiente a ambas reuniones (4). Por lo que respecta a materiales y equipo, se iniciaron los trabajos relacionados con la preparación de un tarjetario maestro de codificación de equipos y materiales y con la instalación de un laboratorio regional para pruebas.

#### /4. Armonización



#### 4. Armonización tarifaria

Se inició un estudio de tarifas de las empresas principales que suministran electricidad en la región con el propósito de conocer la posibilidad de simplificar y armonizar las estructuras vigentes a nivel nacional y regional.

#### 5. Evaluación de los recursos hidráulicos

Se colaboró en la organización y celebración de reuniones de los grupos nacionales sobre evaluación de recursos hidráulicos en El Salvador y Costa Rica y se elaboraron los informes correspondientes a dichas reuniones (5) y (6). Se concluyó el informe nacional integrado sobre recursos hidráulicos de Guatemala (7) y progresó la elaboración del correspondiente a Nicaragua. Se proporcionó asistencia técnica para la segunda etapa del PHCA y para estudios de aguas subterráneas en Guatemala (8).

#### 6. Evaluación de los recursos energéticos

Se terminaron las series estadísticas sobre consumo de energía que incluyen los energéticos comerciales como los derivados del petróleo y la electricidad y los no comerciales como la leña y el bagazo de caña. (9)

Se adelantó apreciablemente un estudio sobre la evaluación de los recursos energéticos que abarca los aspectos nacionales y regionales de este importante sector.

#### 7. Aspectos administrativos

Se contrató como nuevo experto regional en normas eléctricas al Ing. Armando Rodríguez por el período de un año, con financiamiento de las empresas de electricidad de los seis países del Istmo. Con fondos misceláneos del Programa de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas se asignaron contratos de breve duración al Ing. Daniel Barrios Morales (laboratorio de pruebas de materiales y equipos eléctricos); Ing. Jorge Maroto (armonización de tarifas eléctricas) e Ing. Miguel Araujo (planificación de necesidades de riego).

---

\*Proyecto Hidrometeorológico Centroamericano.

8. Informes terminados en el semestre

- (1) Istmo Centroamericano: Reseña de actividades en el sector eléctrico. Primer semestre de 1971 (CEPAL/MEX/71/18).
- (2) Modificaciones a la codificación realizada por el Grupo de Trabajo. Adiciones basadas en los inventarios de la CEL de El Salvador (CRNE/GTC/IV/2/Add.1).
- (3) Informe de la Secretaría al Comité Regional sobre el programa de normas eléctricas, (CCE/SC.5/CRNE/VII/5/Rev.1).
- (4) Informe de la séptima reunión del Comité Regional de Normas Eléctricas (CRNE). (E/CN.12/SC.5/85). Texto y 9 anexos. Un volumen.
- (5) Informe de la primera reunión del Grupo de Trabajo sobre recursos hidráulicos de El Salvador (E/CN.12/CCE/SC.5/83; GRRH/GTES/I/2/Rev.1).
- (6) Informe de la primera reunión del Grupo de Trabajo sobre recursos hidráulicos de Costa Rica (E/CN.12/CCE/SC.5/84; GRRH/GTCR/I/2/Rev.1).
- (7) Istmo Centroamericano. Programa de evaluación de recursos hidráulicos III. Guatemala (E/CN.12/CCE/SC.5/72; TAO/LAT/104/Guatemala).
- (8) Estudios sobre agua subterránea en el Valle de Guatemala (CEPAL/MEX/71/23; TAO/LAT/115).
- (9) Istmo Centroamericano: Consumo de energía 1950-1970 (E/CN.12/CCE/SC.5/82.)

Anexo

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DEL SECTOR DE  
ENERGIA EN 1971



## I. GUATEMALA

### 1. Comportamiento del sector (Véase el cuadro 1.)

Para fines de 1971 la potencia total instalada para servicio público en Guatemala ascendía a 196.2 MW, cifra sólo superior en 5.2 MW a la de 1970, correspondientes a tres unidades diesel de 1.74 MW cada una. El crecimiento promedio anual en el período 1966-71 fue de 11.0 por ciento (de 116 a 191 MW). La potencia instalada en proyectos hidroeléctricos (103 MW) representaba el 52.5 de la potencia total del país en servicio público.

Se estima que en 1971 la generación de energía eléctrica para servicio público debió alcanzar un total de 670 GWh, 10 por ciento de aumento con relación al año anterior. La tasa de crecimiento para el período 1966-71 fue de 8.3 por ciento. La generación en centrales hidroeléctricas representó aproximadamente el 50 por ciento de la generación total en 1971.

### 2. Inversión y financiamiento (Véase el cuadro 2.)

Durante 1971 se hicieron inversiones en obras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica por un total aproximado de 8.5 millones de quetzales,<sup>1/</sup> de los cuales correspondieron 7 millones al sector público y 1 500 000 a la empresa de capital privado. La obra principal en construcción, la unidad de vapor de 33 MW en Escuintla --para entrar en operación en marzo de 1971--, llevaba invertidos 6.4 millones de un total estimado en 7.0 millones de quetzales.

La suma destinada a la amortización de la deuda externa fueron 3.8 millones (2.0 millones del sector público y 1.8 millones de la empresa privada) y a la deuda local, 1.2 millones de quetzales por la empresa privada.

Mientras en el caso de la empresa de capital privado los ahorros corrientes superaron a los gastos de capital en 2.0 millones de quetzales. Para la empresa estatal la diferencia entre estos dos rubros fue negativa, produciéndose un déficit de 7.0 millones de quetzales que fueron financiados con 4 millones de aportes del estado, 2 millones de préstamos de organismos internacionales y un millón en créditos de proveedores locales.

1/ 1 quetzal = 1 dólar.

### 3. Política energética

#### a) Papel del sector público

En Guatemala, el estado se hace cargo de la planeación, el desarrollo y la operación de los proyectos de generación y de su transmisión asociada, a través del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), institución autónoma creada para ese objeto. De la potencia total instalada en 1971, 129 MW (el 66 por ciento), son propiedad del INDE, 16 MW pertenecen a empresas municipales menores y el resto (51 MW), a empresas de capital privado. La generación de energía eléctrica en las centrales del INDE representa aproximadamente el 58 por ciento del total del país.

La distribución y venta a los consumidores está a cargo de empresas privadas y estatales, incluyendo al INDE. La Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., que es la mayor de las empresas privadas, sirve un total aproximado de 120 000 usuarios y sus ventas representan más del 90 por ciento del total del país. La concesión bajo la que opera esta empresa vence en mayo de 1972; el gobierno central ha manifestado el propósito de adquirir sus bienes y adelanta las negociaciones correspondientes. Con esta adquisición habrá pasado el estado a hacerse cargo directo, prácticamente en todo el país, de la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica.

#### b) Alternativas de recursos energéticos

Se estima que el potencial hidroeléctrico del país es de unos 4 000 MW, de los cuales sólo se aprovecha actualmente menos del tres por ciento (103 MW). Actualmente el INDE está terminando los estudios de factibilidad de un proyecto hidroeléctrico en el lago Atitlán (440 MW, 1 000 GWh por año), y ha iniciado investigaciones sobre otros proyectos en la zona norte del país para determinar el próximo paso en el aprovechamiento de los recursos hidráulicos nacionales. Resultados preliminares de dichas investigaciones indican la posibilidad de aprovechamiento de unos 500 MW sobre los ríos Chixoy e Ixcán.

/Por otra

Por otra parte, el INDE y la Dirección General de Minería e Hidrocarburos del Ministerio de Economía han iniciado exploraciones para determinar el potencial de energía geotérmica del país. Se han estudiado unas 20 zonas en la parte central y sur, habiéndose detectado la existencia de agua caliente y vapor en varias de ellas. Se requerirá efectuar estudios más detallados y perforaciones para determinar el potencial existente.

#### 4. Programas de electrificación rural

El índice de electrificación del sector rural en Guatemala es de 5 por ciento aproximadamente. El servicio es suministrado en la actualidad por empresas privadas, municipales y comunales y por el INDE, que abastece aproximadamente al 40 por ciento de los consumidores rurales del país.

En agosto de 1971 el INDE obtuvo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID) de los Estados Unidos, un préstamo por 7.0 millones de dólares (a 40 años y 2 por ciento anual durante los primeros 10 años que dura el período de gracia, y 3 por ciento anual en los 30 años siguientes sobre el saldo pendiente del principal) para financiar los costos en moneda extranjera de la primera fase de un plan de desarrollo de sistemas regionales de electrificación rural. Esta primera etapa, cuya construcción se iniciará en 1972 a un costo total de 11.6 millones de quetzales, consistirá en la electrificación de tres zonas (Las Verapaces, Huehuetenango-Quiché y San Marcos) con una población de 1 040 000 habitantes en 200 000 viviendas. Se estima que el servicio eléctrico se hará llegar a unos 316 000 habitantes en 41 000 viviendas. Se espera concluir el proyecto en 1975.

Además, el INDE ha elaborado un proyecto para la electrificación de la zona central del Petén a un costo de medio millón de quetzales, que serán financiados conjuntamente por el INDE, las corporaciones municipales de la zona y la Empresa Nacional de Fomento y Desarrollo del Petén. Este proyecto beneficiará a una población estimada en 16 000 habitantes.

#### 15. Programas

5. Programas y proyectos para 1972

Se estima que la demanda de potencia en el sistema eléctrico nacional aumentará de unos 140 MW en 1971 a 251 MW en 1976 y que los requerimientos anuales de energía experimentarán un aumento promedio anual del 11 por ciento para alcanzar un valor aproximado de 1 200 GWh en 1976. Para satisfacer estos incrementos en las necesidades de potencia y energía se pondrá en operación en 1972 una unidad termoeléctrica a vapor de 33 MW, actualmente en construcción. En consideración a que no se podrá terminar el próximo proyecto hidroeléctrico antes de 1977 o 1978, se adelantan los estudios para la instalación de dos unidades termoeléctricas a vapor de 66 MW cada una a un costo total de 22 millones de dólares. Los trabajos deberán iniciarse en 1972.

Las inversiones estimadas para 1972 en el sector público ascienden a 17.2 millones de quetzales que serían financiados con 9.9 millones de préstamos extranjeros, 4.0 millones de generación interna en el sector eléctrico y 3.3 millones de aportes del estado.

Cuadro 1

GUATEMALA: POTENCIA INSTALADA Y GENERACION DE ENERGIA  
 ELECTRICA, SERVICIO PUBLICO, 1971

Concepto	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Potencia instalada (MW)	<u>116.1</u>	<u>116.0</u>	<u>129.1</u>	<u>151.0</u>	<u>191.0</u>	<u>196.2</u>
Hidro	40.6	40.1	42.3	62.6	102.6	102.6
Térmica	75.5	75.9	86.8	88.4	88.4	93.6
Generación (GWh)	<u>445</u>	<u>484</u>	<u>542</u>	<u>587</u>	<u>610</u>	<u>670<sup>a/</sup></u>
Hidro	116	146	159	178	330	330 <sup>a/</sup>
Térmica	329	338	383	409	280	340 <sup>a/</sup>

a/ Cifras estimadas con base en los diez primeros meses del año.



## Cuadro 2

GUATEMALA: DATOS FINANCIEROS SOBRE EL SECTOR ELECTRICO, 1970 Y 1971

(Millones de quetzales)A. Propiedad estatal

Nombre de la empresa: Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

	<u>1970</u>	<u>1971</u> <sup>b/</sup>
1) Ingresos corrientes	6.6	7.0
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	4.2	4.0
3) Ahorros corrientes	2.4	3.0
4) Gastos de capital	9.1	10.0
a) Inversión real	8.3	7.0
b) Incremento capital de trabajo	0.6	1.0
c) Inversión financiera		-
d) Amortización interna		-
e) Amortización externa	0.2	2.0
5) Déficit (3-4)	6.7	7.0
6) Financiamiento del déficit		
a) Crédito interno		1.0
i) Préstamo bancario		-
ii) Emisión de valores		-
iii) Proveedores		1.0
iv) Otros		
b) Crédito externo	4.0	2.0
i) Organismos internacionales	4.0	2.0
ii) Proveedores	-	-
c) Transferencias Gobierno	2.6	4.0
d) Otros aportes	0.1	

<sup>a/</sup> No incluye depreciación, incluye intereses sobre la deuda.<sup>b/</sup> Estimado.

/Continúa

B. Propiedad privada

Nombre de la empresa: Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.

	<u>1970</u>	<u>1971</u> <sup>b/</sup>
1) Ingresos corrientes	16.8	17.5
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	12.0	11.8
3) Ahorros corrientes	4.8	5.7
4) Gastos de capital	3.4	3.7
a) Inversión real	1.8	1.5
b) Incremento capital de trabajo	0.2	(0.8)
c) Inversión financiera		-
d) Amortización interna		1.2
e) Amortización externa	1.4	1.8
5) Superavit	1.4	2.0
6) Otras fuentes de fondos	1.6 <sup>c/</sup>	2.4
a) Crédito interno	-	-
i) Préstamo bancario	-	-
ii) Emisión de valores	-	2.2 <sup>c/</sup>
iii) Proveedores	-	-
iv) Otros	-	-
b) Crédito externo	-	-
i) Organismos internacionales	-	-
ii) Proveedores	-	-
c) Transferencias gobierno	-	-
d) Otros aportes		0.2

<sup>a/</sup> No incluye depreciación; incluye intereses sobre la deuda.<sup>b/</sup> Estimado.<sup>c/</sup> Venta en el extranjero de bonos recibidos del gobierno nacional como pago por las instalaciones del sistema hidroeléctrico Michatoya.

## II. EL SALVADOR

### 1. Comportamiento del sector. (Véase el cuadro 3.)

Durante 1971 no se efectuaron adiciones al sistema de generación de energía eléctrica para servicio público en El Salvador. La potencia total instalada al finalizar 1971 eran 187 MW. La generación neta total durante 1971 se ha estimado en 687 GWh, que representan un aumento de 8.0 por ciento con relación al año anterior y un crecimiento promedio de 9 por ciento en el período 1966-71.

El sistema eléctrico de El Salvador es predominantemente hidráulico, correspondiendo a las instalaciones de este tipo el 58 por ciento (109 MW) de la potencia total instalada, y aproximadamente el 72 por ciento (493 GWh) de la energía total generada en el país.

### 2. Inversión y financiamiento. (Véase el cuadro 4.)

La inversión total hecha en los sistemas eléctricos de El Salvador durante 1971 asciende a un total estimado de 5.9 millones de colones,<sup>2/</sup> de los cuales correspondieron 3.2 millones al sector público y 2.7 millones a la empresa privada. Estas inversiones representan una disminución de 8.9 millones de colones con respecto a las efectuadas en 1970, habiéndose registrado la mayor reducción en las inversiones del sector público (de 11.5 millones de colones en 1970 a 3.2 millones en 1971). La reducción de las inversiones del sector público se debió a no haberse hecho durante el año expansiones del sistema de generación, que requieren las inversiones más fuertes.

Tanto en el sector privado como en el público los ahorros corrientes superaron a los gastos de capital, por lo que no hubo necesidad de recurrir a financiamiento local ni del exterior. No se registraron tampoco transferencias del gobierno central al sector eléctrico.

<sup>2/</sup> 2.50 colones = 1 dólar.

### 3. Política energética

#### a) Papel del sector público

En El Salvador, el estado tiene a su cargo directo la planeación, el desarrollo y la operación de los proyectos de generación eléctrica y su transmisión asociada, además de la distribución y venta en las áreas rurales, funciones que ejerce a través de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), organismo autónomo creado con tal fin en 1945. De la potencia total instalada en 1971 para servicio público, el 89 por ciento (167 MW) es de propiedad estatal y la generada (632 GWh) representa el 92 por ciento del total del país.

La distribución y venta de la energía eléctrica a los consumidores está a cargo de la CEL (áreas rurales) y de ocho empresas de capital privado o capital mixto (privado y estatal) y dos municipalidades. La mayor de las empresas privadas es la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS) que sirve a la ciudad de San Salvador y a la parte central del país; sus ventas anuales representan aproximadamente el 78 por ciento del consumo total del país.

Las actividades y tarifas de todas las empresas de servicio público, incluyendo las estatales, son reguladas por el estado por intermedio de la Inspección General de Servicios Eléctricos, dependencia del ministerio de Economía.

#### b) Alternativas de recursos energéticos

El potencial hidroeléctrico total del país ha sido estimado en 734 MW de los cuales sólo se aprovecha actualmente el 15 por ciento (109 MW). Los programas actuales de expansión del sistema incluyen la construcción entre 1972 y 1976 del proyecto hidroeléctrico de Poza del Silencio (252 MW) sobre el río Lempa, principal fuente hidroeléctrica del país.

El Salvador cuenta además con la importante fuente de sus recursos geotérmicos para la generación de energía eléctrica. Investigaciones llevadas a cabo por la CEL con la asistencia técnica de Fondo Especial del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, revelan un potencial de

entre 100 y 150 MW en la zona de Ahuachapán en la parte occidental del país. En 1972 se iniciará el diseño y construcción de una central geotérmica de 30 MW, como primera etapa para el aprovechamiento de estos recursos.

#### 4. Programas de electrificación rural

La CEL está llevando a cabo un programa de electrificación rural iniciado en 1962. La inversión total hasta la fecha asciende a aproximadamente 12.5 millones de colones, financiados con fondos propios. Además de la CEL, en el desarrollo del programa han participado empresas privadas y de capital mixto. Considerando las realizaciones de estas entidades, las inversiones totales en obras de electrificación rural ascienden a 16 millones de colones, y benefician a más de 280 000 habitantes (cerca del 14 por ciento de la población rural).

Para el programa de expansión del sistema eléctrico en áreas rurales el presupuesto anual de la CEL incluye la suma de medio millón de colones de los fondos propios de la empresa. En 1971 se construyeron 87 km de líneas de subtransmisión y 41 nuevos sistemas de distribución en poblaciones rurales para dar servicio a unos 2 000 nuevos consumidores (aproximadamente 10 000 habitantes). Para 1972 se contempla construir aproximadamente 50 km de líneas de distribución primaria y extensiones a redes existentes, llevando el servicio a 16 nuevas comunidades rurales con unos 1 000 consumidores aproximadamente. Además se iniciará una campaña de promoción para lograr que mayor número de familias aprovechen los beneficios de la electricidad.

#### 5. Programas y proyectos para 1972

Se estima que la demanda de potencia en el sistema eléctrico nacional de El Salvador aumentará de 135 MW en 1971 a 250 MW en 1976, y los requerimientos de energía de 687 GWh a 1 200 GWh, en el mismo período. Para llenar estas necesidades con la confiabilidad adecuada y el máximo aprovechamiento de los recursos naturales del país, la CEL ha elaborado un programa de adiciones que incluye dos turbinas de gas de 16.5 MW cada una en el área de San Salvador, una central geotérmica de 30 MW en Ahuachapán (1975) y dos unidades de 63 MW en el proyecto hidroeléctrico Poza del Silencio (1976).

/Para la



## Cuadro 4

## EL SALVADOR: DATOS FINANCIEROS SOBRE EL SECTOR ELECTRICO, 1970 Y 1971

(Millones de colones)A. Propiedad estatal

Nombre de la empresa: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)

	<u>1970</u>	<u>1971</u>
1) Ingresos corrientes	21.6	23.6
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	8.0	6.2
3) Ahorros corrientes	13.6	17.4
4) Gastos de capital	15.8	15.4
a) Inversión real	11.5	3.2
b) Incremento capital de trabajo	(1.8)	1.5
c) Inversión financiera	-	2.8
d) Amortización interna	2.2	3.4
e) Amortización externa	3.9	4.5
5) Déficit (3-4)	2.2	(2.0) <sup>b/</sup>
6) Financiamiento del déficit	-	-
a) Crédito interno	2.2	1.3
i) Préstamo bancario	2.2	1.3
ii) Emisión de valores	-	-
iii) Proveedores	-	-
iv) Otros	-	-
b) Crédito externo	-	-
i) Organismos internacionales	-	-
ii) Proveedores	-	-
c) Transferencias gobierno	-	-
d) Otros aportes	-	-

<sup>a/</sup> No incluye depreciación; incluye intereses sobre la deuda.<sup>b/</sup> Superavit.

/Continúa

B. Propiedad privada

Nombre de la empresa: Cfa. de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)

	<u>1970</u>	<u>1971</u> <sup>b/</sup>
1) Ingresos corrientes	29.5	32.0
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	22.9	24.8
3) Ahorros corrientes	6.6	7.2
4) Gastos de capital	5.8	6.9
a) Inversión real	3.3	2.7
b) Incremento capital de trabajo	2.5	4.0
c) Inversión financiera	0.2	0.2
d) Amortización interna	(0.2)	-
e) Amortización externa	-	-
5) Superavit (3-4)	0.8	0.3
6) Financiamiento del déficit	-	-
a) Crédito interno	-	-
i) Préstamo bancario	-	-
ii) Emisión de valores	-	-
iii) Proveedores	-	-
iv) Otros	-	-
b) Crédito externo	-	-
i) Organismos internacionales <sup>b/</sup>	-	-
ii) Proveedores	-	-
c) Transferencias gobierno	-	-
d) Otros aportes	-	-

<sup>a/</sup> No incluye depreciación; incluye intereses sobre la deuda.<sup>b/</sup> Estimado.



### III. HONDURAS

#### 1. Comportamiento del sector (Véase el cuadro 5.)

En los primeros meses de 1971 inició operaciones en Honduras un nuevo proyecto hidroeléctrico (Rfo Lindo) con dos unidades de 20 MW cada una. Con ello se elevó la potencia total instalada en el país a 130.4 MW. La generación neta total durante el año se ha estimado en 323 GWh, que representan un aumento de 11.1 por ciento con relación a 1970 y un crecimiento anual promedio de 13.8 por ciento para el período 1966-70.

El sistema eléctrico de Honduras es básicamente hidroeléctrico. De la potencia total instalada en 1971, el 55 por ciento corresponde a centrales hidroeléctricas cuya generación representó el 72 por ciento del total estimado para el año.

#### 2. Inversión y financiamiento (Véase el cuadro 6.)

Durante 1971, las inversiones en obras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Honduras alcanzaron un total de 14.5 millones de lempiras<sup>3/</sup> lo que representa una reducción de 9.3 millones con relación a 1970, año en que se hicieron fuertes inversiones en el proyecto hidroeléctrico de Rfo Lindo.

Las sumas destinadas a la amortización de la deuda fueron 700 000 lempiras para la deuda interna y 1 600 000 para la externa.

Los gastos de capital (18.2 millones de lempiras) superaron los ahorros corrientes (7.8 millones) por 10.4 millones de lempiras. El déficit fue financiado con préstamos bancarios locales (2.0 millones), préstamos de organismos internacionales (7.3 millones), transferencias del gobierno (700 000) y otros aportes (400 000 lempiras). Los 7.3 millones de lempiras recibidos de organismos internacionales forman parte del préstamo por 7.5 millones de dólares a 6-1/4 por ciento y 25 años plazo, otorgado por el BIRF a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en 1968 para la construcción del proyecto hidroeléctrico de Rfo Lindo.

3/ 2 lempiras = 1 dólar.

### 3. Política energética

#### a) Papel del sector público

En Honduras, el estado tiene a su cargo directo la planeación, desarrollo, construcción y operación de los sistemas de servicio público, de energía eléctrica en todo el país, funciones que ejerce a través de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), institución autónoma. Se exceptúan pequeñas instalaciones operadas por compañías privadas que, además de autoabastecerse, suministran el servicio a pequeñas comunidades. La potencia instalada en las mismas representa aproximadamente el 9 por ciento del total del país; no existe en Honduras un organismo regulador de las tarifas y actividades de las empresas de servicio público.

#### b) Alternativas de recursos energéticos

Honduras cuenta con uno de los potenciales hidroeléctricos mayores del Istmo Centroamericano, igualado solamente por el de Guatemala (aproximadamente 4 000 MW), del que actualmente sólo se aprovecha menos del 2 por ciento. Los programas de expansión incluyen la construcción del proyecto hidroeléctrico de El Cajón sobre el río Humaya, con potencia total instalada de unos 500 MW y una generación promedio anual de 1 300 GWh. Este proyecto deberá entrar en operación en 1978 y servirá además para controlar parcialmente las inundaciones en el valle del Sula.

Actualmente se estudian otros proyectos hidroeléctricos para el desarrollo del sistema eléctrico, por no disponerse de otro tipo de recursos naturales para la generación de energía eléctrica.

#### c) Interconexión con otros sistemas

Los estudios realizados hasta el presente indican que aunque el proyecto hidroeléctrico de El Cajón (véase el párrafo anterior) es económica y técnicamente factible, su construcción para el mercado eléctrico de Honduras no se justificaría antes de 1990.

/Por las

Por las ventajas que presenta el proyecto para Honduras, se ha considerado la posibilidad de vender parte de su energía a un país vecino, justificando en esa forma su construcción para un futuro cercano. Con tal fin se ha hecho un estudio de factibilidad sobre la interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Honduras y Nicaragua y se adelantan actualmente gestiones entre dichos países y con el Banco Mundial para llegar a un acuerdo que permita la construcción del proyecto para 1978. Las obras de interconexión y del proyecto se iniciarían en 1973.

#### 4. Programas de electrificación rural

En Honduras se estima que son 10 000 los consumidores rurales, y el índice de electrificación del sector, un 3 por ciento. El servicio rural es suministrado por empresas privadas, municipios y por la ENEE, que atiende aproximadamente a 6 000 de esos consumidores.

En 1970 obtuvo el Gobierno de Honduras de la Asociación Internacional de Fomento (AIF) del grupo del Banco Mundial un préstamo por 5.5 millones de dólares (11 millones de lempiras) a 0.75 por ciento de interés anual y un plazo de 50 años. El gobierno, a su vez, prestó dicha suma a la ENEE a 20 años plazo y 7 por ciento anual para el desarrollo del sistema eléctrico nacional. La diferencia entre los intereses que debe pagar la ENEE al gobierno y los que éste pagará a la AIF se devolverá a la ENEE para que se destine a proyectos de electrificación rural.

La ENEE ha elaborado un programa para suministrar energía a unos 60 000 consumidores en áreas rurales a un costo total de 22.4 millones de lempiras. Se estima que el proyecto quedará concluido en 1980. Para financiar el proyecto se contará con el diferencial de intereses que se menciona en el párrafo anterior, aportes anuales de los fondos propios de la ENEE (100 000 lempiras por año), emisión de valores en el mercado local y aportes de los usuarios.

### 5. Programas y proyectos para 1972

Durante el año de 1972 se iniciará la construcción de lo que se ha denominado el "cuarto proyecto de electrificación" consistente en la construcción de aproximadamente 350 km de líneas de 138 kV, 106 km de líneas de 69 kV, la instalación de 313 MVA en nuevas subestaciones y ampliaciones a las ya existentes, y algunas líneas y subestaciones de 34.5 kV. El costo total del proyecto se ha estimado en 22 millones de lempiras y será financiado con un préstamo del BIRF por 5.5 millones de dólares (11.0 millones de lempiras) y otro de la Asociación Internacional de Fomento por igual suma (véase la sección 4 sobre electrificación rural). Se estima que las inversiones para este proyecto en 1972, sobrepasarán los 11 millones de lempiras.

En cuanto al desarrollo del sistema de generación, en 1972 debe iniciarse la construcción de una unidad térmica de 40 MW que se precisará para atender la demanda de potencia y energía hasta que se produzca la interconexión con Nicaragua en 1976. Además, en 1972 iniciará operaciones en Tegucigalpa una turbina a gas de 17 MW. Se estima que la inversión total en estos dos proyectos será de 19 millones de lempiras, de los cuales unos 7 millones corresponderán a 1972; con los 11 millones mencionados en el párrafo anterior sumarán un total de 18 millones de lempiras para dicho año.

Cuadro 5

HONDURAS: POTENCIA INSTALADA Y GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA,  
SERVICIO PUBLICO, 1971

Concepto	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Potencia instalada (MW)	<u>59.5</u>	<u>59.7</u>	<u>73.2</u>	<u>73.4</u>	<u>90.4</u>	<u>130.4</u>
Hidro	31.9	31.9	31.9	31.9	31.9	71.9
Térmica	27.6	27.8	41.3	41.5	58.5	58.5
Generación (GWh)	<u>169</u>	<u>199</u>	<u>235</u>	<u>268</u>	<u>290</u>	<u>323<sup>a/</sup></u>
Hidro	127	152	164	204	208	232 <sup>a/</sup>
Térmica	42	47	71	64	82	91 <sup>a/</sup>

<sup>a/</sup> Cifras estimadas con base en los nueve primeros meses del año.

Cuadro 6

HONDURAS: DATOS FINANCIEROS SOBRE EL SECTOR ELECTRICO, 1970 Y 1971

(Millones de lempiras)

Nombre de la empresa: Empresa Nacional de energía eléctrica (ENEE)

	<u>1970</u>	<u>1971</u> <sup>b/</sup>
1) Ingresos corrientes	16.9	19.1
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	9.9	11.3
3) Ahorros corrientes	7.0	7.8
4) Gastos de capital	28.7	18.2
a) Inversión real	23.8	14.5
b) Incremento capital de trabajo	0.8	1.4
c) Inversión financiera	-	-
d) Amortización interna	1.5	0.7
e) Amortización externa	2.6	1.6
5) Déficit (3-4)	21.7	10.4
6) Financiamiento del déficit	-	-
a) Crédito interno	4.2	2.0
i) Préstamo bancario	0.2	2.0
ii) Emisión de valores	4.0	-
iii) Proveedores	-	-
iv) Otros	-	-
b) Crédito externo	17.5	7.3
i) Organismos internacionales	15.0	7.3
ii) Proveedores	2.5	-
c) Transferencias Gobierno	-	0.7
d) Otros aportes	-	0.4

<sup>a/</sup> No incluye depreciación.

<sup>b/</sup> Estimado.

#### IV. NICARAGUA

##### 1. Comportamiento del sector (Véase el cuadro 7.)

Durante el primer semestre de 1971 inició operaciones una nueva unidad termoeléctrica a vapor en la ciudad de Managua, con una potencia de 45 MW, adición que hace subir la potencia total instalada en el país para servicio público a 167 MW, de los cuales solamente el 31 por ciento (50 MW) corresponde a centrales hidroeléctricas. La generación neta total durante el año se ha estimado en 550 GWh que representa un aumento del 10 por ciento con relación al año anterior, incremento inferior sin embargo al experimentado durante el período 1966-70 (16.6 por ciento promedio anual). La generación en centrales hidroeléctricas fue muy inferior a la del año anterior debido a problemas de operación en la principal central de este tipo (Centroamérica); alcanzó un valor estimado de 164 GWh (30 por ciento del total generado en el país).

##### 2. Inversión y financiamiento (Véase el cuadro 8.)

Durante 1971 se hicieron inversiones en obras de generación, transmisión y distribución por un valor total de 117.2 millones de córdobas,<sup>4/</sup> cifra inferior a la del año anterior (136.9 millones). Estas cifras corresponden a organismos del estado, que tienen a su cargo el servicio público de energía eléctrica en prácticamente todo el país. Las principales inversiones correspondieron a la construcción del proyecto hidroeléctrico de Santa Bárbara (50 MW), que deberá iniciar operaciones durante los primeros meses de 1972, y al proyecto de electrificación rural que se describe más adelante.

Los gastos de capital (124.5 millones) superaron a los ahorros corrientes (38 millones) en 86.5 millones de córdobas, déficit que fue financiado con 9.7 millones de córdobas aportados por el estado para electrificación rural, 62.1 millones provenientes de préstamos de organismos internacionales (30.1 millones de la Agencia para el Desarrollo Internacional --AID--, 32.0 millones del Banco Mundial) y 14.7 millones de préstamos de una institución bancaria extranjera (Bank of America, San Francisco).

<sup>4/</sup> 7 córdobas = 1 dólar.

### 3. Política energética

#### a) Papel del sector público

El estado se ocupa a través de una institución autónoma (Empresa Nacional de Luz y Fuerza --ENALUF--) de la planeación, desarrollo, construcción y operación de los sistemas eléctricos de servicio público. La distribución y venta a consumidores en las áreas urbanas está a cargo de la ENALUF, y en las áreas rurales recientemente electrificadas estará a cargo de cooperativas de consumidores que reciben asesoramiento y asistencia técnica y administrativa de dicho organismo.

Las actividades y tarifas de todas las empresas de servicio público, incluyendo las estatales y municipales, son reguladas por el estado por intermedio del Instituto Nacional de Energía Eléctrica.

#### b) Alternativas de recursos energéticos

El potencial hidroeléctrico total del país se ha estimado en 2 300 MW; de ellos se aprovecha actualmente (incluyendo el proyecto hidroeléctrico de Santa Bárbara) apenas un cuatro por ciento. Aunque se han hecho estudios sobre algunos sitios que muestran posibilidades de desarrollo, no se cuenta actualmente con un estudio integral ni un plan maestro para el desarrollo del potencial hidroeléctrico del país. Actualmente el organismo estatal responsable de dicho desarrollo --la ENALUF-- contempla la posibilidad de iniciar los estudios necesarios con la asistencia de un organismo internacional.

No existen hasta el presente otros recursos naturales para la generación de energía. Los combustibles que se consumen son importados (el crudo se refina localmente).

#### c) Interconexión con otros sistemas

Un porcentaje apreciable de la energía eléctrica que se consume en Nicaragua es generado en centrales termoeléctricas (véase el cuadro 5), cuyos costos de producción son mayores que los de las hidroeléctricas de la región, aparte de que el combustible debe ser importado con el consiguiente pago en divisas.

/Con el fin



Con el fin de reducir costos y de contribuir al mejoramiento de la balanza de pagos de la región centroamericana, se ha estudiado por varios años la posibilidad de adquirir energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica para sustituir la que se genera en las centrales térmicas de Nicaragua. Se han adelantado negociaciones con ese objeto, pendientes todavía de un acuerdo sobre tarifas.

Por otra parte Nicaragua adelanta negociaciones con Honduras para una interconexión de los sistemas eléctricos de ambos países. Estudios y acuerdos preliminares prevén que Nicaragua comprará a Honduras un promedio de 600 GWh por año del proyecto hidroeléctrico de El Cajón, con lo cual podría Honduras adelantar su construcción para 1978.

#### 4. Programas de electrificación rural

El número de consumidores rurales llegaba en Nicaragua en 1970 a unos 15 000, y el índice de electrificación del sector, a un 9 por ciento.

En 1968 la Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) obtuvo un préstamo de 10.2 millones de dólares a 2-1/2 por ciento, a 40 años, de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID) para financiar los costos en moneda extranjera de un proyecto de electrificación rural. Los costos locales, estimados en 5.7 millones de dólares (39 millones de córdobas) serían financiados en aportes del gobierno central y de la ENALUF.

Las obras se iniciaron en 1969 y se contempla su terminación para los primeros meses de 1972. El proyecto cubre tres regiones en la parte sur del país con un área total de 12 400 km<sup>2</sup>, y se estima que beneficiará inicialmente a unos 25 000 consumidores que aumentarán a 38 500 aproximadamente en los primeros diez años de operación.

En 1971 la AID otorgó a Nicaragua un segundo préstamo por la suma de 3.3 millones de dólares (23.1 millones de córdobas) para extender el programa de electrificación rural a los departamentos de Madriz, Nueva Segovia y Estelí. El costo total del proyecto es de 35.7 millones de córdobas que serán financiados con el préstamo mencionado más aportes de la ENALUF y el gobierno central por 12.6 millones de córdobas. La inversión en 1972 será de aproximadamente 20 millones de córdobas. Este segundo préstamo incluye

además 1.0 millón de dólares (7.0 millones de córdobas) para ampliación del proyecto de electrificación rural mencionado en el párrafo anterior. Esta inversión adicional será hecha en un período de tres años a partir de 1972, estimándose la de este primer año en 3.0 millones de córdobas que sumados a los del nuevo proyecto mencionado elevan la inversión para electrificación rural en 1972 a 23 millones de córdobas.

#### 5. Programas y proyectos para 1972

La ENALUF iniciará en 1972 la construcción de una unidad a vapor de 60 MW que entrará en operación en 1975 para atender el aumento en la demanda de potencia del sistema. Dicha unidad está incluida en el programa de expansión, bien decida Nicaragua interconectarse con Honduras o Costa Rica o bien desarrollar sus sistemas en forma independiente. El costo de esta unidad se estima en 84 millones de córdobas de los cuales se calcula que 15 millones corresponderán a 1972.

Las inversiones en 1972 para completar el proyecto de Santa Bárbara y líneas de transmisión asociadas se estiman en 14 millones de córdobas y para la expansión de sistemas de distribución, en 15 millones.

El total de inversiones para el año se estima en 67 millones de córdobas, distribuidos así:

	<u>Millones de córdobas</u>
Unidad de vapor de 60 MW	15
Proyecto hidroeléctrico Santa Bárbara	14
Electrificación rural	23
Sistemas de distribución	15

Se calcula que 40 millones de córdobas aproximadamente provendrán de préstamos extranjeros y 27 millones de fuentes locales (2 millones de aportes del gobierno central para electrificación rural, 3 millones de contribuciones y depósitos de consumidores y el resto de fondos propios de la ENALUF).

## Cuadro 7

NICARAGUA: POTENCIA INSTALADA Y GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA  
SERVICIO PUBLICO, 1966-71

Concepto	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Potencia instalada (MW)	<u>101.4</u>	<u>115.5</u>	<u>116.6</u>	<u>121.6</u>	<u>121.6</u>	<u>161.6</u>
Hidro	50.5	50.5	50.5	50.3	50.3	50.3
Térmica	50.9	65.0	66.1	71.3	71.3	116.3
Generación (GWh)	<u>271</u>	<u>310</u>	<u>383</u>	<u>441</u>	<u>502</u>	<u>550<sup>a/</sup></u>
Hidro	187	172	249	259	276	164 <sup>a/</sup>
Térmica	84	138	134	187	226	386 <sup>a/</sup>

<sup>a/</sup> Cifras estimadas con base en los diez primeros meses del año.

## Cuadro 8

## NICARAGUA: DATOS FINANCIEROS SOBRE EL SECTOR ELECTRICO, 1970 Y 1971

(Millones de córdobas)

Nombre de la empresa: Empresa Nacional de Luz y Fuerza

	<u>1970</u>	<u>1971<sup>c/</sup></u>
1) Ingresos corrientes	93.6	100.0
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	50.6	62.0
3) Ahorros corrientes	43.0	38.0
4) Gastos de capital	128.8	124.5
a) Inversión real	136.9	117.2
b) Incremento capital de trabajo	(19.5)	(3.1)
c) Inversión financiera	-	-
d) Amortización interna	-	0.2
e) Amortización externa	11.4	10.2
5) Déficit (3-4)	85.8	86.5
6) Financiamiento del déficit	85.8	86.5
a) Crédito interno	-	-
i) Préstamo bancario	-	-
ii) Emisión de valores	-	-
iii) Proveedores	-	-
iv) Otros	-	-
b) Crédito externo	80.9	76.8
i) Organismos internacionales <sup>b/</sup>	80.9	76.8
ii) Proveedores	-	-
c) Transferencias gobierno	3.0	9.7 <sup>c/</sup>
d) Otros aportes	1.9	-

<sup>a/</sup> No incluye depreciación, incluye intereses sobre la deuda.<sup>b/</sup> Para cooperativas de electrificación rural.<sup>c/</sup> Estimado.

## V. COSTA RICA

### 1. Comportamiento del sector (Veáse el cuadro 9)

Al finalizar 1971, la potencia instalada en centrales eléctricas para servicio público en Costa Rica era de 217.2 MW, cifra superior a la de 1970 solamente en 0,8 MW que corresponden a dos unidades diesel en pequeños sistemas aislados. Del total instalado, el 79 por ciento (171,6 MW) corresponde a centrales hidroeléctricas.

Se estima que en 1971 la generación neta de energía eléctrica para servicio público alcanzó un total de 1 040 GWh, lo que representa un aumento de 9 por ciento con relación al año anterior. La tasa de crecimiento para el período 1966 a 1971 fue de 9,8 por ciento. La generación en centrales hidroeléctricas en 1971 (985 GWh) representa el 95 por ciento de la generación total.

### 2. Inversión y financiamiento (Véase el cuadro 10.)

Las principales empresas de servicio público de energía eléctrica en Costa Rica son el Instituto Costarricense de Electricidad y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, ambas propiedad del estado (en el caso de esta última el estado es dueño del 98 por ciento de las acciones). La inversión hecha por estas dos empresas en 1971 en sus sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica fue de 100 millones de colones,<sup>5/</sup> que representan un aumento de 30 millones con respecto a 1970. Las principales obras en construcción durante el año fueron las ampliaciones de los proyectos hidroeléctricos de Cachí (elevación de la presa para aumentar la capacidad de embalse y la generación anual de energía en 40 GWh) y de Río Macho-Tapantí (aumento de 60 MW en la potencia instalada y 394 GWh en la generación anual). La inversión en estos dos proyectos fue de 66.8 millones de colones de los cuales 42.4 provinieron de préstamos extranjeros (BIRF) y 24.4 de fuentes locales.

<sup>5/</sup> 6.65 colones = 1 dólar.

Las inversiones totales hechas durante el año se desglosan en la siguiente forma:

(Millones de colones)

	Total	Fuente de fondos	
		Local	Extranjero
Inversión total	99.9	55.7	44.2
Proyectos hidroeléctricos	68.4	26.0	42.4
Cachí	13.0	8.6	4.4
Tapantí	53.8	5.8	38.0
Nuevos proyectos	1.6	1.6	-
Ampliación sistema generación	1.6	1.6	-
Sistemas de distribución	9.1	9.1	-
Electrificación rural	3.5	1.7	1.8
Edificio y otras propiedades	17.3	17.3	-

Los fondos locales fueron financiados con una emisión de bonos por 28 millones de colones, 14 millones de generación interna de caja, 2.9 de aportes de particulares y 11 de otros ingresos de los organismos eléctricos. Las fuentes de préstamos extranjeros fueron el BIRF (42.4 millones de colones) y el BID (1.8 millones).

### 3. Política energética

#### a) Papel del sector público

El 91 por ciento (197 MW) de la potencia total instalada para servicio público en el país pertenece al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), institución autónoma del estado. La generación en dichas plantas representa el 90 por ciento del total del país. El ICE y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. A., (cuyas acciones pertenecen en casi su totalidad al estado), suministran el 81 por ciento de la energía eléctrica que se consume en el país y dan servicio al 68 por ciento del total de consumidores. Existen además tres empresas menores de propiedad municipal cuyas ventas de energía representan el 11 por ciento aproximadamente del total.

/La responsabilidad

La responsabilidad del desarrollo del sistema eléctrico nacional es ejercida por el estado a través del ICE. Las actividades y tarifas de las empresas estatales, municipales y privadas de servicio público son reguladas por el estado a través del Servicio Nacional de Electricidad.

b) Alternativas de recursos energéticos

Costa Rica, de 50 700 kilómetros cuadrados (superficie mayor únicamente que la de El Salvador) cuenta con un potencial hidroeléctrico estimado en 3 500 MW, superado solamente por el de Honduras y el de Guatemala. Actualmente se utiliza aproximadamente el 5 por ciento (172 MW) de dicho potencial.

Los programas actuales de expansión del sistema eléctrico nacional incluyen el proyecto hidroeléctrico de Angostura con una potencia inicial de 100 MW para generar unos 900 GWh por año. Posteriormente se ampliaría para aprovechar el potencial total de proyecto que se estima en 250 MW de potencia y generación promedio anual de 1 170 GWh. La primera etapa entraría en operación aproximadamente en 1977. Como alternativa al proyecto de Angostura, se adelantan estudios también en la Laguna de Arenal, provincia de Guanacaste, para el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico con una potencia total instalada de 350 MW y 1 300 GWh de generación promedio anual; este proyecto se desarrollaría en cuatro etapas, la primera de las cuales tendría una potencia instalada de 100 MW y una generación media anual de 780 GWh.

Las investigaciones realizadas hasta el presente no han revelado la existencia de otras fuentes de recursos naturales, además de la hidráulica, para la generación de energía eléctrica.

c) Interconexión con otros sistemas

Los proyectos hidroeléctricos de Costa Rica se caracterizan por la pequeña capacidad de sus embalses, que no permiten la regulación estacional o anual de los caudales disponibles. Por esta razón, durante la estación lluviosa la disponibilidad de energía es mayor que los requerimientos del sistema, produciéndose excedentes que podrían ser transferidos a otros

/sistemas

sistemas durante varias horas del día. Con base en ello se han elaborado estudios y se han adelantado negociaciones entre las autoridades de Costa Rica y Nicaragua para la interconexión de sus sistemas. Ello permitiría sustituir la energía de alto costo que se genera en las centrales térmicas de Nicaragua por energía excedente de Costa Rica; así se lograría un mejor aprovechamiento de los recursos de la región y se mejoraría el balance de pagos al reducir la importación de combustibles. El resultado de las negociaciones se encuentra pendiente de un acuerdo sobre las tarifas para el intercambio de la energía.

#### 4. Programas de electrificación rural

La población estimada era en Costa Rica en 1971 de 1 870 000 habitantes, de los cuales el 63 por ciento (1 182 000) vivía en áreas rurales. El índice de electrificación rural puede estimarse actualmente en un 23 por ciento; el 75 por ciento de las poblaciones rurales (2 000 habitantes o menos) cuenta con servicio eléctrico (en muchas 5 o 6 horas diarias solamente). En 1969 se completó un programa de electrificación rural en tres áreas bajo el sistema de cooperativas eléctricas; la inversión fue de 27 millones de colones financiados en un 80 por ciento con un préstamo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID) de los Estados Unidos. Las tres cooperativas cubren un área de 2 000 km<sup>2</sup> y sirven a unas 12 000 viviendas.

En diciembre de 1970 el Banco Interamericano de Desarrollo otorgó al ICE un préstamo de 3.8 millones de dólares (25.2 millones de colones) a 3 1/4 por ciento de interés anual y 30 años de plazo, incluyendo cuatro de gracia. El préstamo será destinado a obras de electrificación rural en las provincias de Guanacaste y Limón, a un costo total de 36 millones de colones de los cuales 10.8 millones serán financiados con aportes del ICE y de los consumidores. Se estima que las inversiones en 1972 serán de unos 17 millones de colones, de los cuales 14 millones corresponderán a gastos en el extranjero (importación de materiales y equipos financiados con el préstamo del BID) y 3 millones a gastos locales.



5. Programas y proyectos para 1972

El programa de inversiones del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) incluye inversiones para 1972 por un total de 83.5 millones de colones distribuidos como sigue:

	Inversión total	Fuente de financiamiento	
		Local	Extranjero
Proyecto hidroeléctrico de Tapantí-Río Macho	33.7	25.0	8.7
Nuevos proyectos hidroeléctricos	1.3	1.3	
Turbina de gas de 15 MW y otras obras de generación-transmisión	12.7	-	12.7
Electrificación rural	17.1	2.9	14.2
Sistemas de distribución, edificio y otras propiedades	18.7	18.7	-
<b>Total</b>	<b><u>83.5</u></b>	<b><u>47.9</u></b>	<b><u>35.6</u></b>

Los fondos locales serán financiados con emisión de valores en el mercado local por 10 millones de colones; depósitos de consumidores y aportes de particulares por 600 000 colones; generación interna de caja del sistema eléctrico por 28.8 millones y otros ingresos por 8.5 millones.

## Cuadro 9

COSTA RICA: POTENCIA INSTALADA Y GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA,  
SERVICIO PUBLICO, 1966 A 1971

Concepto	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Potencia instalada (MW)	<u>178.8</u>	<u>209.1</u>	<u>214.4</u>	<u>213.7</u>	<u>216.4</u>	<u>217.2</u>
Hidro	134.9	167.6	171.2	169.9	171.6	171.6
Térmica	43.9	41.5	43.2	43.8	44.8	45.6
Generación (GWh)	<u>651</u>	<u>702</u>	<u>773</u>	<u>835</u>	<u>955</u>	<u>1 040<sup>a/</sup></u>
Hidro	569	674	742	779	923	985 <sup>a/</sup>
Térmica	82	28	31	56	32	55 <sup>a/</sup>

a/ Cifras estimadas con base en los 10 primeros meses del año.

## Cuadro 10

COSTA RICA: DATOS FINANCIEROS SOBRE EL SECTOR ELECTRICO.  
PROPIEDAD ESTATAL, 1970 Y 1971

(Millones de colones)

Nombre de las empresas: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y  
Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. A.

	<u>1970</u>	<u>1971</u> <sup>b/</sup>
1) Ingresos corrientes	143	158
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	95	103
3) Ahorros corrientes	48	55
4) Gastos de capital	101	141
a) Inversión real	70	100
b) Incremento capital de trabajo	(1)	6
c) Inversión financiera	8	11
d) Amortización interna	9	9
e) Amortización externa	15	15
5) Déficit (3-4)	53	86
6) Financiamiento del déficit		
a) Crédito interno	29	42
i) Préstamo bancario	-	-
ii) Emisión de valores	20	28
iii) Proveedores	-	-
iv) Otros	9	14
b) Crédito externo	24	44
i) Organismos internacionales	24	44
ii) Proveedores	-	-
c) Transferencias gobierno	-	-
d) Otros aportes	-	-

<sup>a/</sup> No incluye depreciación; incluye intereses sobre la deuda.<sup>b/</sup> Estimado.

## VI. PANAMA

1. Comportamiento del sector (Véase el cuadro 11.)

Al finalizar 1971 la potencia total instalada para servicio público en Panamá era de 163.9 MW, igual a la de fines de 1970. El crecimiento promedio anual en el período 1966 a 1971 fue de 7.6 por ciento. Del total instalado, solamente 13.7 MW (8.4 por ciento) corresponden a centrales hidroeléctricas.

Se estima que en 1971 la generación neta de energía eléctrica para servicio público alcanzó un total de 888 GWh, lo que representa un aumento de 9.3 por ciento con relación al año anterior. El 89 por ciento de la generación (793 GWh) correspondió a centrales térmicas.

La potencia instalada en la Zona del Canal en 1971 era de 135 MW, con lo cual el total para el país era de 299 MW.

2. Inversión y financiamiento (Véase el cuadro 12.)

Durante 1971 se hicieron inversiones en obras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica por un total aproximado de 15.1 millones de balboas,<sup>6/</sup> de los cuales correspondieron 8.3 millones al sector público y 6.8 millones a la empresa de capital privado. Las obras principales en construcción actualmente son la segunda unidad a vapor de 40 MW en Bahía Las Minas, que se esperaba iniciara operaciones a principios de 1972, y el proyecto hidroeléctrico del Bayano con una potencia inicial de 150 MW. El proyecto entrará en operación en abril de 1975, a un costo estimado de 55.8 millones de balboas. Además, se han iniciado las gestiones para adquirir los equipos para una tercera unidad de vapor de 40 MW en Bahía Las Minas.

La suma destinada a la amortización de la deuda externa fueron 2.1 millones de balboas (1.7 del sector público y 400 000 de la empresa privada).

6/ 1 balboa = 1 dólar.

En el sector público como en el privado, los gastos de capital superaron a los ahorros corrientes, produciéndose un déficit total estimado en 13.0 millones de balboas que fue financiado en la siguiente forma:

	<u>Sector público</u> (IRHE)	<u>Empresa privada</u> (CPFL)
<u>Total</u>	<u>8.3</u>	<u>4.7</u>
Préstamo de organismos internacionales	1.5	-
Proveedores extranjeros	3.9	3.2
Transferencias del gobierno	2.0	-
Otros aportes	0.9	1.5

### 3. Política energética

#### a) Papel del sector público

El Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), institución estatal autónoma creada en 1961, es la responsable de la planificación, construcción y operación de los sistemas eléctricos en la República, excepción hecha de las provincias de Chiriquí y de las ciudades de Panamá, Colón, Chorrera y Santiago. En 1967 el IRHE se hizo cargo de la expansión de los sistemas de generación en las ciudades de Panamá y Colón, que se hizo extensiva a toda la república a partir de 1969. De la potencia total instalada en 1971 (164 MW excluyendo las instalaciones en la Zona del Canal), 62 MW son de propiedad estatal. Además, el IRHE tiene actualmente en proceso de construcción 80 MW a vapor, 16 MW diesel y 150 MW hidroeléctricos.

Las actividades y tarifas de las empresas de servicio público de propiedad privada son reguladas desde 1958 por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos. A partir del 1 de enero de 1972 serán reguladas también las actividades y tarifas del IRHE.

#### /b) Alternativas

**b) Alternativas de recursos energéticos**

Estimaciones hechas por organismos internacionales especializados indican que Panamá cuenta con un potencial hidroeléctrico de unos 3 100 MW (a factor de planta 1.0), de los cuales solamente se aprovechan actualmente, incluyendo las instalaciones en la Zona del Canal, 61 MW (2 por ciento). El IRHE inició en 1971 la construcción del proyecto hidroeléctrico del río Bayano con una potencia inicial de 150 MW y una producción media anual de 550 GWh. Además, dicha institución lleva a cabo una evaluación de los recursos hidroeléctricos del país para determinar el programa de expansión del sistema eléctrico nacional con utilización óptima del potencial disponible. Como próximo paso para el aprovechamiento de dichos recursos se señala el proyecto de La Fortuna sobre el río Chiriquí, con potencia instalada de 255 MW y una generación promedio anual de 1 350 GWh.

Las investigaciones llevadas a cabo en el país no revelan la existencia de yacimientos petrolíferos ni de combustibles de otra clase con los que se pudieran atender las necesidades de energía. Existe una refinería con una capacidad de 70 000 barriles por día, donde se refina crudo importado para consumo nacional y para exportación.

**4. Programas de electrificación rural**

El índice de electrificación del sector rural en Panamá es de aproximadamente el 20 por ciento. La electrificación de las áreas rurales del país (con excepción de la provincia de Chiriquí que es servida por una empresa privada) es responsabilidad del IRHE, que cuenta para ello con aportes del gobierno nacional y con los ingresos provenientes del gravamen de electrificación a las ventas de energía eléctrica de las empresas concesionarias (un milésimo de balboa por cada kWh vendido a los consumidores). Para 1972 el programa de construcción de líneas de subtransmisión, nuevos sistemas de distribución y subestaciones alcanza la suma de 1 684 000 balboas que serán financiados en la siguiente forma:

/Aporte

	<u>Miles de balboas</u>
Aporte del gobierno nacional	487
Fondos del IRHE (incluye los ingresos por gravamen de electrificación)	552
Préstamo del Banco Mundial	645

Este programa incluye la construcción de 122 km de líneas de sub-transmisión de 13.2 y 34.5 kV; 22 sistemas rurales de distribución, y mejoras y expansiones a sistemas existentes.

### 5. Programas y proyectos para 1972

Aparte de los proyectos de electrificación rural mencionados en el párrafo anterior, el IRHE contempla para 1972 inversiones por 17.5 millones de balboas en los siguientes proyectos:

	<u>Millones de balboas</u>		
	<u>Local</u>	<u>Extranjero</u>	<u>Total</u>
Proyecto Hidroeléctrico El Bayano	2.8	6.5	9.3
Unidad a vapor Las Minas 3	0.3	0.5	0.8
Unidad a vapor Las Minas 4	0.2	2.6	2.8
Unidad a vapor Las Minas 5	-	0.2	0.2
Adiciones y mejoras en centrales de generación	0.2	0.5	0.7
Transmisión, subtransmisión y distribución	1.1	2.0	3.1
Edificios y planta general	0.1	0.5	0.6
<u>Total</u>	<u>4.7</u>	<u>12.8</u>	<u>17.5</u>

Los costos extranjeros serán financiados con préstamo del Banco Mundial por 11.7 millones de balboas, préstamos de proveedores extranjeros por 600 000 y aportes del gobierno nacional por 500 000 balboas. Para cubrir los costos locales el IRHE contará con aportes del estado por 3.7 millones de balboas y aportes de terceros por 100 000 balboas; la diferencia de 800 000 provendrá de fondos propios del IRHE.

Cuadro 11

PANAMA: POTENCIA INSTALADA Y GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA,  
SERVICIO PUBLICO, 1966 A 1971 a/

Concepto	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Potencia instalada (MW)	<u>113.7</u>	<u>120.9</u>	<u>121.8</u>	<u>157.5</u>	<u>163.9</u>	<u>163.9</u>
Hidro	9.2	15.2	15.1	13.7	13.7	13.7
Térmica	104.5	105.7	106.2	143.8	150.2	150.2
Generación (GWh)	<u>436</u>	<u>479</u>	<u>553</u>	<u>709</u>	<u>812</u>	<u>880</u> <sup>b/</sup>
Hidro	36	52	69	79	88	95 <sup>b/</sup>
Térmica	400	427	484	630	724	793 <sup>b/</sup>

a/ No se incluyen las instalaciones en la Zona del Canal.

b/ Cifras estimadas con base en los primeros diez meses del año.



## Cuadro 12

## PANAMA: DATOS FINANCIEROS SOBRE EL SECTOR ELECTRICO, 1970 A 1971

(Millones de balboas)A. Propiedad estatal

Nombre de la empresa: Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación

	<u>1970</u>	<u>1971<sup>b/</sup></u>
1) Ingresos corrientes	5.3	6.7
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	3.2	5.4
3) Ahorros corrientes	2.1	<u>1.3</u>
4) Gastos de capital	<u>7.5</u>	<u>9.6</u>
a) Inversión real	3.1	8.3
b) Incremento capital de trabajo	0.4	(0.2)
c) Inversión financiera	2.3	-
d) Amortización interna	0.2	0.2
e) Amortización externa	1.5	0.7
f) Otros fondos aplicados	-	0.6
5) Déficit (3-4)	<u>5.4</u>	<u>8.3</u>
6) Financiamiento del déficit:		
a) Crédito interno	<u>1.6</u>	-
i) Préstamo bancario	-	-
ii) Emisión de valores	0.2	-
iii) Proveedores	1.4	-
iv) Otros	-	-
b) Crédito externo	<u>3.8</u>	<u>8.3</u>
i) Organismos internacionales	1.5	1.5
ii) Proveedores	2.3	3.9
c) Transferencias gobierno	1.5	2.0
d) Otros aportes	-	0.9

<sup>a/</sup> No incluye depreciación, incluye intereses.<sup>b/</sup> Según estado financiero a 31 de diciembre de 1971.

/(Continúa)

B. Propiedad privadaNombre de la empresa: Compañía Panameña de Fuerza y Luz, S. A.

	<u>1970</u>	<u>1971</u> <sup>b/</sup>
1) Ingresos corrientes	22.6	24.1
2) Gastos corrientes <sup>a/</sup>	17.3	19.7
3) Ahorros corrientes	5.3	4.4
4) Gastos de capital	14.5	9.1
a) Inversión real	8.7	6.8
b) Incremento capital de trabajo	0.8	(0.1)
c) Inversión financiera	-	-
d) Amortización interna	-	1.0
e) Amortización externa	1.7	0.4
f) Otros fondos aplicados	3.3	1.0
5) Déficit (3-4)	9.2	4.7
6) Financiamiento del déficit	9.2	4.7
a) Crédito interno	2.5	-
i) Préstamo bancario	2.5	-
ii) Emisión de valores	-	-
iii) Proveedores	-	-
iv) Otros	-	-
b) Crédito externo	3.3	3.2
i) Organismos internacionales	-	-
ii) Proveedores	3.3	3.2
c) Transferencias gobierno	-	-
d) Otros	3.4	1.5

<sup>a/</sup> No incluye depreciación, incluye intereses<sup>b/</sup> 11 meses solamente.



