NACIONES UNIDAS
PROGRAMA DE ASISTENCIA TECNICA

Distribución: LIMITADA
TAA/LAT/9
5 de abril de 1957

ORIGINAL: ESPAÑOL

EL DESARROLLO ELECTRICO DE CENTROAMERICA

EL DESARROLLO ELECTRICO DE CENTROAMERICA

Informe realizado a petición del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano (Comisión Económica para América Latina de las Naciones Unidas), integrado por los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua.

Por el señor ingeniero Eugenio Salazar, experto designado por la Administración de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas.

INDICE

/III. EL SALVADOR

/V. NICARAGUA

Introducción

En la Tercera Reunión del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano celebrada en Managua en enero de 1956, se tomó nota del Informe preliminar sobre electrificación en América Central, preparado por una misión de expertos de la Administración de Asistencia Técnica de Naciones Unidas (AAT) (Doc. ST/TAA/J/Central America/R.1, del 15 de agosto de 1954) y se acordó, a propuesta de la delegación de Costa Rica, celebrar una reunión de funcionarios de los países centroamericanos con el propósito de examinar en conjunto los problemas de electrificación de Centroamérica e intercambiar informaciones sobre el desarrollo y los programas de la industria de energía eléctrica en los diversos países.

A fin de facilitar la preparación de antecedentes para esta reunión y colaborar en los detalles de su organización, la AAT, a solicitud del Comité, decidió contratar a un experto, con las funciones específicas de actualizar los datos del Informe preliminar y complementar las informaciones contenidas en él, tomando en cuenta los progresos realizados desde 1953 hasta la fecha.

Con estas directivas, el experto de la AAT inició sus labores a mediados de agosto de 1956, y en un período de alrededor de 8 semanas recorrió los cinco países de Centroamérica, entrevistándose con los directores de las entidades estatales de electrificación y de las principales empresas eléctricas particulares, así como con los funcionarios de los diversos organismos gubernamentales que en alguna forma tuvieran relación con las actividades de la industria de energía eléctrica.

/Mediante

Mediante estas entrevistas y gracias a la amplia cooperación recibida de los diversos organismos de electrificación, tanto públicos como particulares, fue posible reunir, dentro del tiempo disponible, informaciones de gran utilidad que permitieron confeccionar una estadística con los datos básicos del desarrollo de la electrificación en los cinco países centroamericanos durante el período 1950-1956.

El resto del tiempo del experto fue ocupado en la clasificación de los datos y antecedentes obtenidos, y en la redacción del informe que ahora se presenta, tarea que en gran parte realizó en San José, Costa Rica, gracias a las facilidades y a la colaboración que le prestó en todo momento el Instituto Costarricense de Electricidad.

Finalmente debe dejarse constancia de la valiosa ayuda recibida del personal directivo de la oficina de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) en México, que tomó un interés especial en este estudio, y examinó su contenido e hizo útiles sugestiones a la ordenación de las materias y redacción final del Informe.

/I. EXAMEN GENERAL

I. EXAMEN GENERAL

A fines de 1953 la misión de expertos de Asistencia Técnica de Naciones Unidas solicitada por los gobiernos centroamericanos, realizó una investigación preliminar sobre el estado y los problemas de electrificación de Centroamérica, cuyas conclusiones y recomendaciones fueron dadas a conocer en el Documento ST/TAA/J/Central America/R.1, del 15 de agosto de 1954.

Este documento destacó el bajo nivel del consumo de energía eléctrica predominante en los países centroamericanos, con excepción de Costa Rica, consecuencia de una permanente escasez de capacidad generadora; examinó los diversos posibles desarrollos hidroeléctricos en cada país, y recomendó especialmente acelerar su estudio con el fin de establecer programas de realización a largo plazo, única manera de resolver en forma metódica los problemas de abastecimiento eléctrico en escala nacional.

Esta recomendación ha sido en gran parte cumplida a esta fecha. Mediante estudios contratados con firmas especialistas extranjeras o realizados directamente por las propias entidades nacionales de electrificación, se han definido con suficiente claridad las soluciones técnicas, esto es, la magnitud, costo aproximado y orden de ejecución de las obras e instalaciones necesarias. Todos los países, con excepción de Guatemala, cuentan ya con planes de electrificación a largo plazo en diferentes etapas de realización o estudio, que consideran las necesidades de energía por abastecer en los próximos 15 a 20 años.

En El Salvador, el organismo de electrificación del gobierno —Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa— dió cumplimiento en 1954 a una primera etapa del plan de electrificación, al poner en servicio la central

/hidroeléctrica

hidroeléctrica "5 de noviembre", hoy día con 45.000 KW instalados, y un sistema central de transmisión que cubre prácticamente toda la extensión del país.

En Costa Rica, el Instituto Costarricense de Electricidad, construye actualmente la central hidroeléctrica de La Garita, primera obra importante del plan eléctrico, con 30.000 KW de capacidad inicial, que entrará en servicio en 1958 junto con un sistema de transmisión que alimentará a toda la región central del país. Entre tanto el ICE ha instalado, como solución de emergencia, una central diesel-eléctrica de 12.000 KW para el abastecimiento de la zona de San José, y varias centrales diesel de menor potencia en diversas localidades, dentro y fuera de la región central.

En Nicaragua, la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, entidad autónoma del Estado, ha contratado la construcción de una central a vapor de 30.000 KW en Managua, que quedará en operación a principios de 1958. Al mismo tiempo se construye un sistema de transmisión que abarcará, en una primera etapa, gran parte de la región del Pacífico, y que ampliado, más tarde, se interconectará con las centrales del desarrollo hidroeléctrico de los ríos Tuma y Viejo, actualmente en estudio. Mientras tanto la ENLF ha instalado en los años 1953 y 1954, dos grupos diesel-eléctricos de 3.000 KW cada uno en la Central de Managua, que es el aumento más importante en capacidad generadora de servicio público habido en el país en los último años.

En Honduras se está dando término a un estudio coordinado de la electrificación de las regiones central y noroeste del país, basado

/en el desarrollo

en el desarrollo hidroeléctrico del Lago Yojoa-Río Lindo, que el gobierno contrató con la firma Harza Engineering. Se contará así con un programa de vasto alcance y ejecución escalonada, cuya realización dependerá sólo de las posibilidades de financiamiento. Se estima que el desarrollo integral del sistema Yojoa-Río Lindo, con tres centrales en serie, permitirá instalar entre 110 y 140 mil KW. Hasta el presente la escasa capacidad generadora ha tenido sólo pequeñas adiciones para atender una demanda que está muy restringida. Con todo, los aumentos de capacidad y producción en los últimos 4 años han sido mucho mayores que en los años anteriores a 1953.

En Guatemala no se ha logrado formular aún un plan de desarrollo eléctrico de largo alcance. La situación en lo que se refiere a planteamientos o realizaciones de importancia, es casi la misma que existía en 1953 cuando la misión de la AAT visitó este país. El déficit de capacidad generadora para el abastecimiento de la zona servida por la Empresa Eléctrica de Guatemala, que es la más importante del país, se hace cada año más agudo, estimándose en la actualidad en unos 10.000 KW, a pesar del agregado de 6.000 KW hecho por la Empresa en los últimos 3 años. El proyecto de la central hidroeléctrica de Marinalá, que ha sido objeto de numerosos estudios, está aún pendiente de ejecución, sin que se haya decidido hasta el presente cuándo y quién le llevará a cabo. La construcción de esta central, de alrededor de 50.000 KW de capacidad, permitiría hacer frente a las demandas previstas de la Zona hasta 1963-1964. Mientras tanto, para aliviar la situación existente la Empresa Eléctrica de Guatemala instalará en 1957 cuatro unidades diesel móviles de 1.000 KW cada una.

/Fuera

Fuera de la zona de la Empresa Eléctrica de Guatemala se han instalado en los últimos tres años alrededor de 6.000 KW, en pequeñas centrales diesel e hidroeléctricas, construídas casi todas por las dos entidades de electrificación dependientes del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas. Una de ellas, el Departamento de Electrificación Nacional, está terminando la construcción de dos centrales hidroeléctricas en los departamentos de Quezaltenango (Zunil I con 1.200 KW) y Zacapa (Río Hondo II con 2.400 KW), que entrarán en servicio en 1957.

Con excepción del caso de Guatemala, se observa pues, un cambio sustancial en lo que respecta al tratamiento y solución de los problemas de abastecimiento de energía eléctrica, con un evidente progreso alcanzado en los años recientes.

En el presente estudio se ha examinado la situación de cada país en materia de electrificación, partiendo de una estadística nacional con los datos principales de capacidad generadora, producción y consumo de energía eléctrica en el período 1950-1956, para continuar con un análisis y comentario de las tarifas más importantes en aplicación, el estado actual de la legislación eléctrica, las previsiones de demanda de energía en los próximos años hasta 1965 y los programas de desarrollo destinados a satisfacer las necesidades futuras.

Para dar una idea de conjunto y mostrar la situación relativa de los diversos países, se hace en este primer capítulo un resumen comparativo de los datos y antecedentes en el mismo orden en que han sido expuestos en los estudios parciales.

/Del estudio

Del estudio de conjunto se desprende que la capacidad generadora de servicio público en Centroamérica ha aumentado de 1950 a 1956 de 96.000 KW a unos 194.000 KW, con un crecimiento medio anual de 12,4%. Si se agrega la capacidad de las centrales de servicio privado, el aumento ha sido en el período de aproximadamente 157.000 KW a 271.000 KW.

La producción de energía destinada al servicio público alcanza en 1956 a unos 673 millones de KWH, lo que, para una población cercana a 10 millones de habitantes para el conjunto de Centroamérica, corresponde a unos 70 KWH al año por habitante, con variaciones muy grandes de un país a otro.

Si se agrega la generación estimada de servicio privado, la producción total de energía eléctrica llega a unos 880 millones de KWH, o sea unos 90 KWH por habitante.

Alrededor del 65% de la capacidad instalada y el 75% de la generación de servicio público es hidroeléctrica; el resto corresponde a centrales térmicas a vapor y diesel.

De acuerdo con los datos obtenidos, la industria eléctrica de servicio público en Centroamérica cuenta con poco más de 290.000 consumidores o servicios conectados, cuyo consumo medio alcanza en 1956 a cerca de 1.900 KWH al año con grandes fluctuaciones de un país a otro.

El precio medio de la energía eléctrica, con pocas variaciones en los últimos seis años, es de unos 3 centavos de dólar por KWH, observándose diferencias apreciables en los niveles nacionales, que van desde 1,5 centavos de dólar por KWH en Costa Rica hasta cerca de 10 centavos de dólar por KWH en Honduras.

Las previsiones de demanda hechas para el período 1957-1965 en los cinco países indican que para tener un abastecimiento adecuado de servicio

/público

público sería necesario agregar en este período de nueve años una capacidad generadora superior a 300.000 KW. Los diversos planes de electrificación, en ejecución o en estudio, consultan la instalación de alrededor de 350.000 KW., que serían suficientes para hacer frente a las demandas previstas en cada país hasta 1965 siempre que se cumplieran los programas formulados. En todo caso, en Guatemala y en Honduras el déficit de capacidad generadora continuará en aumento por lo menos hasta 1960-1961, en el supuesto que se iniciaran en el curso de 1957 las obras necesarias.

Se estima que para dar cumplimiento a los programas actuales se requeriría una inversión media anual entre 1957 y 1965, de unos 13,5 millones de dólares para el conjunto de Centroamérica.

1. CAPACIDAD DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

a) Centrales generadoras. En el cuadro 1 se muestra el desarrollo de la capacidad instalada en centrales de servicio público en los cinco países centroamericanos en el período 1950-1956.[1/] En conjunto, ésta se ha duplicado en los últimos seis años, al aumentar de 96.010 KW a 193.880 KW, con una tasa de crecimiento medio anual del 12,4%.

Si se comparan entre sí los países, puede observarse que este crecimiento ha sido bastante irregular; mientras en El Salvador la capacidad generadora ha aumentado 3 1/2 veces en los últimos 6 años, con una tasa media anual de 23,4%, en Guatemala el incremento medio anual ha sido apenas de un 5,1%.

1/ Las fuentes consultadas para la elaboración de todos los cuadros de este capítulo aparecen en los capítulos sucesivos al pié de los cuadros correspondientes.

/Los aumentos

Los aumentos de potencia más importantes han ocurrido sólo en los últimos tres años, en que se han instalado las centrales hidroeléctricas 5 de Noviembre (45.000 KW) en El Salvador, a vapor de San Antonio (10.000 KW) y diesel de Colima (12.000 KW) en Costa Rica, segunda unidad hidroeléctrica de El Salto (3.000 KW) y grupos diesel móviles (3.000 KW) en Guatemala, y segundo grupo diesel de Managua (3.000 KW) en Nicaragua.

Cuadro 1

Centroamérica: Capacidad generadora instalada. Servicio público
(KW)

País	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	Tasa de crecimiento medio anual (%)
Guatemala	26.330	26.830	26.830	26.870	32.250	32.530	35.860	5,1
El Salvador	18.450	18.450	18.580	20.280	50.280	50.280	65.280	23,4
Honduras	4.070	4.070	4.070	5.570	5.640	6.840	8.410	12,8
Nicaragua	8.110	8.110	8.370	11.400	15.570	16.120	16.200	12,3
Costa Rica	39.050	39.850	39.850	40.780	50.880	50.880	68.130	9,7
Total	96.010	97.310	97.700	104.900	154.620	156.650	193.880	12,4

Un índice comparativo del grado de electrificación (servicio público) lo da la potencia instalada por habitante en cada país. En el cuadro 2 se hace esta comparación para los dos años extremos del período 1950-1956.

/Se destacan

Se destacan aquí las enormes diferencia existentes entre Honduras, que sólo dispone de unos 5 watts por habitante, y Costa Rica con más de 68 watts, que es la más alta de Centroamérica. En cuanto al progreso alcanzado en los últimos seis años, mientras El Salvador ha triplicado la potencia por habitante, en Guatemala este índice apenas ha mejorado.

Cuadro 2

Centroamérica: Capacidad instalada por habitante. Servicio público

País	1950 watt/hab	1956 watt/hab	Aumento %
Guatemala	9,4	10,7	13,8
El Salvador	9,7	29,0	199,0
Honduras	2,8	4,9	75,0
Nicaragua	7,7	12,5	62,3
Costa Rica	48,8	68,1	39,6
Total	12,0	20,2	68,3
México	35,5	49,0	38,0
Estados Unidos	455,0	750,0 (aprox.)	64,6

Existen en todos los países centroamericanos abundantes recursos de energía hidroeléctrica susceptibles de utilización, cuyo catastro está recién iniciándose, y que estimaciones preliminares hacen llegar a más de 3 millones de KW. Hasta la fecha, incluso en los

/países

países que, como El Salvador y Costa Rica, tienen más capacidad hidroeléctrica instalada, su aprovechamiento ha sido insignificante. Tal situación llega a su extremo en Nicaragua, donde sólo hay 820 KW hidroeléctricos instalados, que representan el 5% de la capacidad total de servicio público, y en Honduras, con 2.500 KW hidroeléctricos instalados, que equivalen al 30% de la capacidad total. Este estado de cosas es tanto más normal cuanto que ningún país de Centroamérica dispone de combustibles minerales y debe importarse la totalidad del necesario para la generación eléctrica.

En el cuadro 3 se muestra la capacidad instalada en los cinco países, en centrales hidro y termoeléctricas y la proporción correspondiente en el momento actual.

Cuadro 3

Centroamérica: Capacidad instalada. Servicio público.-1956
(Por tipo de generación)

País	Hidroeléctrica KW	Térmica a/ KW	Total KW	Proporción - % Hidroeléctrica	Proporción - % Térmica
Guatemala	23.810	12.050	35.860	67	33
El Salvador	55.880	9.400	65.280	85	15
Honduras	2.500	5.910	8.410	30	70
Nicaragua	820	15.380	16.200	5	95
Costa Rica	43.500	24.630	68.130	64	36
Total	126.510	67.370	193.880	65	35

a/ A vapor y diesel.

/Al entrar

Al entrar en operación la central a vapor de Managua (30.000 KW) en 1958, la capacidad generadora de servicio público en Nicaragua será en un 98% térmica (a vapor y diesel). A la inversa, en Costa Rica la proporción de capacidad térmica disminuirá a un 25% al ponerse en servicio la central hidroeléctrica La Garita (30.000 KW iniciales) en 1958.

Dadas las condiciones hidrológicas predominantes en Centroamérica, de régimen fluvial con fuertes estiajes en los meses de enero a abril, es imposible prescindir de cierta capacidad térmica de afirmado, a menos que existan centrales de embalse con regulación anual de capacidad suficiente para una operación combinada con centrales de curso de río. Esto se considera en todos los programas de electrificación, en desarrollo o en estudio.

En general, con la excepción de El Salvador, las centrales generadoras trabajan en la actualidad al límite de su potencia disponible, sin que exista capacidad de reserva alguna. Esta limitación de capacidad generadora, sumada en ciertos casos al deficiente estado de las redes distribuidoras y a tarifas de consumo muy elevadas, ha obligado en algunas localidades, particularmente en Managua y en Tegucigalpa, a la instalación de centrales de servicio privado en industrias, establecimientos comerciales y reparticiones públicas.

La capacidad generadora de servicio privado es en Nicaragua y en Honduras mayor que la de servicio público, pues, aparte del factor anotado, existen en estos países establecimientos mineros o agrícolas (compañías bananeras) de importancia, distantes de los centros de

/abastecimiento,

abastecimiento, o ingenios de azúcar con centrales a vapor que emplean su propio combustible (bagazo).

Fuera de las centrales de mayor capacidad, es difícil determinar con cierta exactitud la capacidad generadora de servicio privado, por falta de antecedentes suficientes, de modo que ésta es en parte estimada. En general no ha tenido gran aumento en el período 1950-1956, y, salvo en Nicaragua, prácticamente no ha variado en los últimos tres años. El total para Centroamérica habría aumentado de 60.800 KW en 1950 a cerca de 77.000 KW en 1956. Con algunas excepciones importantes (establecimientos mineros en Nicaragua y Honduras, y ferrocarril eléctrico en Costa Rica) la mayor parte de la potencia instalada en servicio privado es térmica.

En el cuadro 4 se resume para los años 1950 y 1956 la capacidad generadora total instalada en servicio público y privado en los cinco países, que alcanza en la actualidad a cerca de 271.000 KW. Se deduce del cuadro que mientras en 1950 la capacidad de servicio privado representaba el 38% del total, en 1956 su proporción ha bajado al 28%. Es muy probable que la importancia de las centrales de servicio privado continúe disminuyendo gradualmente en el futuro frente al desarrollo cada vez mayor de la potencia destinada al servicio público.

/Cuadro 4

Cuadro 4

Centroamérica: Capacidad generadora. Servicio público y privado
(KW)

País	1950			1956		
	Servicio público	Servicio privado	Total	Servicio público	Servicio privado	Total
Guatemala	26.330	7.000	33.330	35.860	10.200	46.060
El Salvador	18.450	8.700	27.150	65.280	10.500	75.780
Honduras	4.070	13.100	17.170	8.410	13.200	21.610
Nicaragua	8.110	21.000	29.110	16.200	30.000	46.200
Costa Rica	39.050	11.000	50.050	68.130	13.000	81.130
Total	96.010	60.800	156.810	193.880	76.900	270.780

b) Transmisión y distribución. El Salvador es el único país que cuenta en la actualidad con un sistema nacional prácticamente completo de transmisión que interconecta ya el 96% de la capacidad generadora de servicio público del país y diversas centrales de servicio privado. Con las extensiones en construcción, a fines de 1957 quedará interconectado el 99% de la capacidad de servicio público. El núcleo de este sistema lo constituyen las líneas de transmisión, a 115 KV y 69 KV, de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa. La tensión de 115 KV (clase 110 KV) es la más alta empleada actualmente en Centroamérica. Las demás líneas del sistema interconectado, de propiedad de la CEL o de empresas particulares, operan a 22, 35

/ y 44 KV.

y 44 KV. En total se estima que a fines de 1957 habrán en servicio alrededor de 540 Km. de líneas de transmisión de voltaje superior a 20 KV, que con las extensiones a menor voltaje cubrirán casi todo el territrio del país.

En Costa Rica existen varios sistemas locales de transmisión e interconexión a 33 KV en la región central, parte de propiedad de la empresa particular que abastece a San José, Compañía Nacional de Fuerza y Luz, y el resto, del Instituto Costarricense de Electricidad. Al terminarse la central La Garita el ICE superpondrá una línea de 132 KV, que interconectará esta central con el sistema de San José y con la Zona Oriental (Cartago-Turrialba), a la vez que se interconectará la Zona del Pacífico (Puntarenas) con una línea de 33 KV. De este modo, se estima que en 1958 la región central, que contiene cerca del 70% de la población, quedará totalmente interconectada. En la actualidad la longitud total de líneas de transmisión, todas de 33 KV, alcanza a 166 Km.

En Guatemala hay un sistema principal de 66 KV con unos 100 Km. de líneas, perteneciente a la Empresa Eléctrica de Guatemala, que interconecta sus diversas centrales y transmite energía a las ciudades de Guatemala, Antigua y Escuintla y localidades intermedias. Existe además un sistema de transmisión a 50 KV y 22 KV de propiedad de la Empresa Hidroeléctrica del Estado, que transmite energía desde la central Santa María de Jesús a un numeroso grupo de poblaciones en la Zona de Quezaltenango, incluso esta ciudad, con una longitud total en ambos voltajes de alrededor de 140 Km. Hay, por último dos pequeños sistemas locales de 33 KV, uno en Chimaltenango, de la Empresa Emilio Selle, y el otro en el Departamento de Zacapa, del sistema municipal Río Hondo-Zacapa.

/En Nicaragua

En Nicaragua se inicia recien la construcción de un sistema con central de transmisión a 69 KV, que abarcará en su primera etapa gran parte de la región del Pacífico e interconectará, a contar de 1958, las centrales diesel y a vapor de Managua con las diversas plantas locales y redes distribuidoras de la región.

En Honduras, donde todas las localidades están servidas por centrales aisladas, en su mayoría dieseléctricas, no existe sistema alguno de transmisión de servicio público, (La Compañía bananera Tela Railroad opera un pequeño sistema de 66 KV para sus propias faenas). La Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa, de propiedad del Estado, ha iniciado la construcción de una línea de transmisión de 33 KV y 22 Km. de longitud, para llevar energía hasta la capital de las centrales hidroeléctricas adquiridas por la empresa a una compañía minera en San Juancito.

Llama la atención la variedad de voltajes de transmisión empleados en algunos países centroamericanos. En El Salvador, por ejemplo, existen líneas de 115 KV (clase 110 KV), 69 KV (clase 66 KV), 35 KV (Clase 33 KV), 44 KV y 22 KV, aparte de otros voltajes menores de subtransmisión. En Guatemala hay líneas de transmisión de 66 KV, 50 KV, 33 KV y 22 KV.

Algo parecido ocurre con las líneas de distribución primaria, donde se emplean unos 6 voltajes diferentes entre 2,4 KV y 13,2 KV, resultado muchas veces de la supervivencia de líneas de muy antigua construcción, que por razones de aprovechamiento de equipo no se modifican.

/Salvo

Salvo contadas excepciones, que corresponden generalmente a las ciudades capitales, el mal estado o la insuficiente capacidad de las instalaciones de distribución son predominantes en Centroamérica.

Al parecer las empresas eléctricas, tanto particulares como estatales o municipales, protegidas por tarifas que les aseguran una rentabilidad adecuada o por asignaciones de los gobiernos, no tienen mayor estímulo o no consideran de urgencia hacer las inversiones necesarias para el mejoramiento de las redes.

Muy pocas empresas, entre ellas la Compañía Nacional de Fuerza y Luz de Costa Rica, la Compañía de Alumbrado de San Salvador, y en cierto modo, la Empresa Eléctrica de Guatemala, muestran pérdidas de distribución inferiores al 20%, mientras es frecuente observar, aún en empresas relativamente importantes, pérdidas de distribución que exceden de 30%.

Las redes más deficientes corresponden por lo general a localidades aisladas abastecidas por centrales pequeñas, en su mayoría diesel eléctricas, de generación relativamente costosa. De modo que si a una producción ineficiente se suman pérdidas de distribución del orden de 30% o más, el rendimiento total es bajísimo y el costo de la energía en los puntos de consumo debe resultar excesivamente elevado.

Es indispensable prestar más atención a la economía de la distribución eléctrica, cuya ineficiente operación anula gran parte de las ventajas que puedan obtenerse con una rebaja de los costos de generación.

2. PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

El cuadro 5 resume para el período 1950-1956 la producción de energía eléctrica destinada al servicio público en los cinco países

/centroamericanos.

centroamericanos. Las cifras de 1956 son estimadas en base a los datos de los primeros 9 ó 10 meses del año, según el país.

La producción total ha aumentado en este período de 350 a unos 673 millones de KWH, con un crecimiento acumulativo anual de 11,4%. Esta tasa de aumento es algo más baja que la correspondiente a la capacidad instalada, lo que indica que en promedio el factor de planta ha descendido. Sin embargo, con excepción de El Salvador, en todos los países el factor de planta medio anual ha subido, principalmente a consecuencia del déficit de capacidad generadora.

El aumento más significativo en producción de energía es el de El Salvador donde la tasa de crecimiento anual en el período alcanza a 15,5%. Los aumentos observados en Honduras y Nicaragua, aunque con tasas semejantes a El Salvador, tienen relativamente mucho menos importancia por referirse a niveles de producción muy inferiores, como lo demuestra el cuadro 5.

Cuadro 5

Centroamérica: Producción de energía eléctrica. Servicio público
(Millones de KWH)

País	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	Tasa de crecimiento medio anual (%)
Guatemala	91,0	102,0	110,0	117,0	124,0	134,0	145,0	8,1
El Salvador	65,7	73,8	84,0	100,0	111,0	130,4	154,6	15,5
Honduras	11,8	13,6	16,1	18,8	20,5	23,1	26,5	14,9
Nicaragua	23,5	25,9	29,7	34,5	41,9	48,0	53,0	14,5
Costa Rica	157,8	167,7	184,3	209,3	231,9	265,1	294,0	10,9
Total	349,8	382,0	424,1	479,6	529,3	600,6	673,1	11,5

/En el cuadro 6

En el cuadro 6 se comparan los índices de producción de energía eléctrica de servicio público por habitante en los diversos países para los años 1950 y 1956. Estos índices reflejan las grandes diferencias existentes, con los casos extremos de Honduras, que apenas tiene una producción de 14,7 KWH al año por habitante, y Costa Rica, con 294 KWH, o sea 20 veces más.

Cuadro 6

Centroamérica: Producción de energía eléctrica por habitante. Servicio público.

País	KWH/habitante	KWH/habitante	Aumento %
Guatemala	33	43	30
El Salvador	35	69	97
Honduras	8,2	14,7	79
Nicaragua	22	41	86
Costa Rica	197	294	50
Total	44	70	59

Llama la atención el escaso aumento habido en Guatemala frente a los demás países, y en especial, con respecto a El Salvador, donde el índice de producción por habitante se ha duplicado en los últimos seis años. También es importante el desarrollo de la producción en Costa Rica, donde la energía generada por habitante muestra un aumento de 50%, a pesar de existir un nivel de producción varias veces superior al promedio de los otros países.

/En cuanto

En cuanto al tipo o clase de generación, ésta es en el presente en un 75% de origen hidráulico y en 25%, térmica, a vapor o diesel-eléctrica, para el conjunto de Centroamérica. Existen, sin embargo, variaciones apreciables al comparar los diversos países. Mientras en El Salvador el 98% de la energía generada en 1956 es hidroeléctrica, en Nicaragua el 94% de la generación es térmica (cuadro 7).

Cuadro 7

Centroamérica: Producción de energía eléctrica de servicio público 1956
(Por tipo de generación. En millones de KWH)

País	Hidroeléctrica	Térmica a/	Total	Proporción - % Hidro	Proporción - % Térmica
Guatemala	106,0	39,0	145,0	73	27
El Salvador	152,4	2,2	154,6	98	2
Honduras	6,9	19,6	26,5	26	74
Nicaragua	3,0	50,0	53,0	6	94
Costa Rica	235,5	58,5	294,0	80	20
Total	503,8	169,3	673,1	75	25

a/ Diesel y a vapor

Los datos de generación de las centrales de servicio privado en Centroamérica son muy incompletos, ya que, salvo excepciones, esta información no es recogida en forma regular por los organismos de estadística o de control de la industria eléctrica. En promedio, alrededor del 25% de esta producción es estimado, de acuerdo con las mejores fuentes de información disponibles.

/La producción

La producción de energía eléctrica de servicio privado es de mayor importancia relativa en Nicaragua y en Honduras, donde supera a la producción de servicio público, tal como ocurre con la capacidad generadora.

Se estima que alrededor del 50% de la generación de servicio privado, que en 1956 alcanza a unos 205 millones de KWH, es de origen térmico, en su mayor parte dieseleléctrica.

En el cuadro 8 se resume para los años 1950 y 1956 la generación total de servicio público y privado en los cinco países. De acuerdo con estos datos la producción total para ambos tipos de servicio habrá aumentado de unos 528 a unos 878 millones de KWH.

En todos los países la producción de servicio privado ha ido perdiendo importancia frente al aumento de la producción de las compañías de servicio público. Mientras en 1950 representaba el 34% de la generación total en Centroamérica, en 1956 alcanza sólo a poco más del 23%.

Cuadro 8

Centroamérica: Producción de energía eléctrica. Servicio público y privado
(Millones de KWH)

País	1950			1956		
	Servicio público	Servicio privado	Total	Servicio público	Servicio privado	Total
Guatemala	91,0	25,0	116,0	145,0	43,0	188,0
El Salvador	65,7	24,0	89,7	154,6	10,0	164,6
Honduras	11,8	37,0	48,8	26,5	39,0	65,5
Nicaragua	23,5	65,0	88,5	53,0	77,0	130,0
Costa Rica	157,8	27,0	184,8	294,0	36,0	330,0
Total	349,8	178,0	527,8	673,1	205,0	878,1

3. SUMINISTRO Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

El suministro de energía eléctrica de servicio público es hecho en Centroamérica por compañías particulares, extranjeras o nacionales, por entidades estatales, o por empresas de propiedad municipal. Todos estos tipos existen en los cinco países centroamericanos, con excepción de Nicaragua, donde no hay empresas eléctricas de propiedad extranjera.

Las empresas distribuidoras más importantes, en Costa Rica (Compañía Nacional de Fuerza y Luz), El Salvador (Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador), y Guatemala (Empresa Eléctrica de Guatemala), son propiedad particular, subsidiarias de compañías holding extranjeras. Las principales empresas en Nicaragua (Empresa Nacional de Luz y Fuerza) y Honduras (Empresa de Agua y Luz Eléctrica) son de propiedad del Estado.

La entidad nacional de electrificación en El Salvador, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa, no distribuye energía directamente a los consumidores; toda su producción se vende en bloque a las empresas distribuidoras.

En Costa Rica, el Instituto Costarricense de Electricidad, entidad autónoma del Estado, vende parte de su producción a la CNFL (San José y alrededores) y a dos empresas municipales (Heredia y Alajuela) para su distribución. En el resto del país, el ICE atiende directamente el servicio de distribución en diversas localidades.

En Guatemala, fuera de la E. E. de Guatemala, que sirve a la capital y zona vecina, los sistemas distribuidores más importantes son de propiedad municipal (ciudad de Quezaltenango) o del Estado (Empresa

/Hidroeléctrica

Hidroeléctrica del Estado, que suministra energía en bloque al sistema Municipal de Quezaltenango y además distribuye energía eléctrica directamente en un grupo numeroso de poblaciones vecinas a esa ciudad).

En muchas localidades, principalmente en Honduras, Nicaragua y Guatemala, abastecidas por pequeñas plantas dieseléctricas aisladas, el suministro eléctrico se hace sólo durante algunas horas del día, limitándose casi exclusivamente a atender las necesidades de alumbrado.

Si se exceptúa la región central de Costa Rica, donde el abastecimiento eléctrico tiene amplia difusión, en el resto de Centroamérica el porcentaje de consumidores (servicios conectados) con respecto a la población de las áreas servidas es en general muy bajo. Por ejemplo, mientras en las ciudades de San José, Heredia y Alajuela, en Costa Rica, la densidad de consumidores o abonados corresponde en 1956 a una proporción de 5,5 habitantes por consumidor, en Tegucigalpa este índice es de 10,8 habitantes por consumidor y en Managua, de 8,4.

Existe pues, en mayor o menor grado en los diversos países, un apreciable sector de población en las áreas de servicio de las empresas que aún no cuenta con suministro eléctrico. Sin embargo, a pesar de las limitaciones impuestas en muchos casos para conectar nuevos consumos, como consecuencia de la escasa capacidad de abastecimiento, se observa en todos los países un aumento gradual de la densidad de consumidores durante los últimos seis años.

A su vez, el consumo medio por consumidor, que incluye las diversas categorías de consumo, ha subido constantemente en todos los países en el período 1950-1956.

/Las cifras

Las cifras relativas al número de consumidores y energía vendida o consumida se conoce con suficiente aproximación en Nicaragua y El Salvador y, hasta cierto punto, en Costa Rica. En cambio en Honduras y Guatemala, a excepción de las empresas más importantes, sólo hay estimaciones no muy detalladas, ya que no existen organismos que recojan periódicamente esta información, que a veces falta incluso en las mismas empresas.

Por otra parte, aún ciertas empresas que mantienen los datos de consumo de energía, pero que tienen un alto porcentaje de consumidores sin medidor, estiman estos consumos generalmente en exceso. Un caso típico es el de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza de Managua, que a consecuencia de esta sobreestimación de consumos sin medidor (40% de los consumidores), muestra pérdidas de distribución muy bajas, que no guardan relación con las malas condiciones de la red distribuidora.

En el cuadro 9 se ha hecho un resumen para los cinco países, en que se comparan los datos de número de consumidores y energía consumida de los años 1950 y 1956.

Los aumentos más notables en el consumo unitario corresponden a El Salvador y Nicaragua, con 62% y 64%, respectivamente. Aún cuando el consumo medio en Nicaragua continúa siendo la mitad del de El Salvador, la comparación de estos niveles de consumo no es de mucha validez, porque en el caso de Nicaragua excluye un consumo importante en la zona de Managua actualmente autoabastecido (servicio privado), que en condiciones normales estaría atendido por la empresa de servicio público.

/Cuadro 9

Cuadro 9

Centroamérica: Número de consumidores y consumo de energía. Servicio público

País	Consumo de energía b/ 1950			1956		
	No. de consumidores a/	Total millones KWH	Promedio por consumidor-KWH	No. de consumidores a/	Total millones KWH	Promedio por consumidor KWH
Guatemala	54.000	73,0	1.350	78.500	121,0	1.540
El Salvador	46.600	52,3	1.120	69.000	124,7	1.810
Honduras	17.000	8,1	480	30.000	18,9	630
Nicaragua	33.100	19,4	586	45.700	44,0	960
Costa Rica	48.000	114,0	2.370	69.000	235,0	3.400
Total	198.700	266.8	1.340	292.200	543,6	1.860

a/ Promedio del año.
b/ Estimado en base a los datos conocidos hasta septiembre-octubre.

El caso de Costa Rica, que tiene el consumo unitario más alto de Centroamérica, muy por encima de los otros países, se explica por el alto nivel de electrificación doméstica, con un grado de saturación de cocinas eléctricas, que en la región central se estima superior al 90% de los servicios conectados. El gran consumo específico residencial y la densidad elevada de consumidores alcanzados en la región más importante del país parecen estar llevando el consumo medio general a un nivel de saturación que sólo podrá sobrepasarse con el aumento del consumo industrial, que es relativamente muy bajo en la actualidad.

El pequeño consumo unitario de Honduras, que es sólo la tercera parte del consumo medio de Centroamérica, debe atribuirse no sólo a la

/escasa

escasa capacidad de abastecimiento sino también al nivel excesivamente elevado de las tarifas de suministro.

4. TARIFAS

En relación inversa a los niveles de consumo unitario, los precios medios de la energía varían apreciablemente de un país a otro, como se muestra en el cuadro 10 para el año 1956. Mientras el precio medio general (ponderado) para toda Centroamérica resulta en la actualidad en alrededor de 3 centavos de dólar por KWH, los promedios en cada país varían desde 1,5 centavos en Costa Rica hasta 9,7 centavos en Honduras.

Cuadro 10

Centroamérica: Consumo medio anual y precio medio de la energía eléctrica. 1956

(Basado en los datos de los primeros 9-10 meses)

País	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada media por KWH En Ctvs. de moneda local		En Ctvs. de dólar
Honduras	630	19,4	lempira	9,7
Nicaragua	960	36,0	córdoba	5,1
Guatemala	1.540	3,6	quetzal	3,6
El Salvador	1.810	8,4	colón	3,4
Costa Rica	3.400	9,8	colón	1,5
Centroamérica	1.860	-		2,97

/El nivel

El nivel medio de precios de venta se ha mantenido casi constante en el período 1950-1956, con pequeños aumentos en Nicaragua, Guatemala y Costa Rica, debidos en parte a cláusulas de ajuste por combustible, ya que no ha habido en ellos modificación de las tarifas básicas. Esta pequeña alza hay que atribuirla también en parte al hecho de que los consumos abastecidos sin medider son generalmente sobreestimados por las empresas, como sucede por ejemplo en Managua, de modo que los precios medios respectivos son inferiores a los reales. A medida que se van instalando más medidores, los consumos controlados de estos consumidores resultan menores que los previamente estimados y el mayor ingreso por KWH de estos clientes tiende a elevar la entrada media.

En El Salvador el precio medio general, después de haber subido en los años anteriores a 1953, ha descendido desde entonces en 15%, como consecuencia de la rebaja de tarifas impuesta en dos de las empresas más importantes al entrar en servicio el sistema hidroeléctrico del Lempa.

En Honduras, donde el precio medio se había mantenido sobre 10 centavos de dólar por KWH hasta 1955, se estima que en 1956 bajará en cerca de 8%, por efecto de las rebajas de tarifas aplicadas por la Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa en el curso de este último año.

En general, con la posible excepción de Honduras, los niveles medios de precio de venta de la energía en todos los países, al menos en las empresas más importantes, corresponden a las modalidades de costo, en el sentido que los ingresos de explotación cubren la totalidad de los gastos, incluída la depreciación, y aseguran un excedente o rentabilidad anual sobre las inversiones que fluctúa alrededor de un 8 a 10%.

/En Costa Rica

En Costa Rica y El Salvador el nivel de las tarifas está regulado por la ley o por contratos especiales basados en ella, de modo que la rentabilidad de las empresas es aproximadamente del orden de la cifra indicada. En las empresas de Guatemala y Nicaragua la rentabilidad media se estima del mismo orden, a pesar de que en estos países no existen disposiciones legales para el control y ajuste de las tarifas de venta.

En cambio en Honduras, aún tomando en cuenta la relativa ineficiencia de una producción en pequeña escala y las pérdidas de distribución elevadas, los precios de venta son, al parecer, excesivos en relación con los costos de explotación.

Algunas empresas importantes y la mayor parte de las pequeñas en Centroamérica, tienen porcentajes elevados de clientes sin medidor, en su mayoría residenciales. En todos estos casos se aplican tarifas fijas, para consumos de alumbrado y otros menores, en que la potencia conectada se limita por lo general a unos 100 a 200 watts.

Para los servicios con medidor existe gran variedad de tarifas, de corte, nivel y clasificación de consumo diferentes. Las categorías básicas de las empresas principales en Costa Rica (CNFL) El Salvador (CAESS) y Guatemala la (EEG), comprenden los consumos Residencial, Comercial e Industrial (denominado generalmente Fuerza Motriz). Otras empresas (Tegucigalpa y San Pedro Sula, en Honduras) no hacen distinción entre consumos residenciales y comerciales, y aún incluyen consumos industriales menores (ICE y sistemas municipales, en Costa Rica) en una sola tarifa.

Las tarifas residenciales con medidor presentan, entre otras, las siguientes variedades en los diversos países:

/a) Tarifa

a) Tarifa proporcional, de precio constante por unidad de consumo (Empresa Nacional de Luz y Fuerza de Managua). La ENLF tiene tres tarifas de este mismo corte para diferentes niveles de consumo, lo que equivale prácticamente a una tarifa de bloques.

b) Tarifa escalonada o step rate (Public Utilities Corporation en San Pedro Sula, Honduras)

c) Tarifa de bloques o block rate de precios descendentes; es la más corriente en uso (Empresa Eléctrica de Guatemala, Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa, ICE de Costa Rica en algunas localidades).

d) Tarifa de factor de cargo o wright con bloques, (Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Costa Rica). La tarifa de la CNFL tiene bloques de consumo de energía por cuarto o recinto de la vivienda servida.

En el cuadro 11 se hace una comparación de estas tarifas para diferentes niveles de consumo mensual.

Los precios medios anteriores corresponden a las tarifas nominales básicas. En el caso de la CNFL de Costa Rica existe un recargo de 18% por cláusula de combustible. Aún con este recargo, las diferencias de precios son extraordinarias entre los diversos países. Los dos ejemplos de Honduras muestran el corte rígido de las tarifas, con grandes bloques de consumo de precios apenas diferenciados, que no ofrecen estímulo alguno al aumento de consumo.

/Cuadro 11

Cuadro 11

Centroamérica: Comparación de tarifas residenciales (Vigentes en 1956)

(Precios medios por KWH. Para consumos de 30, 100 y 200 KWH mensuales)

País (Empresa)	30 KWH mensuales Ctvs. de dólar	100 KWH mensuales Ctvs. de dólar	200 KWH mensuales Ctvs. dólar
Guatemala (E. E. Guatemala)	7,65	6,00	5,50
El Salvador (Cía. de Alumbrado Eléctrico San Salvador)	5,07	3,72	3,06
Honduras (Tegucigalpa)	11,00	11,00	10,25
Honduras (Public Utilities) Honduras Corp. San Pedro Sula)	12,00	12,00	10,50
Nicaragua (Managua)	10,60	7,10	5,68
Costa Rica (CNFL San José)	2,42	1,52	1,22
Costa Rica (ICE - Zona Central)	1,96	1,66	1,50

Las tarifas comerciales, cuando existen separadamente de las residenciales, son en general de corte semejante a éstas, pero más elevadas, como corresponde a la característica del consumo.

Las tarifas industriales o de fuerza motriz presentan una variedad aún mayor de combinaciones. Las empleadas por las compañías más importantes son:

a) Tarifa simple de bloques de consumo o block rate (Tegucigalpa)

b) Tarifa escalonada o step rate, sin cargo por demanda (Public Utilities San Pedro Sula)

/c) Tarifa

c) Tarifa de dos cargos (demanda y energía) con bloques de energía basados en la tarifa de factor de carga o wright (Cía. de Alumbrado Eléctrico San Salvador)

d) Tarifa de dos cargos, igual a la anterior, pero combinada además con bloques simples de energía (Empresa Eléctrica de Guatemala)

e) Tarifa corriente de factor de carga combinada con bloques simples de energía (ENLF de Managua). Es igual a la anterior, pero sin cargo por demanda.

f) Tarifa de factor de carga, con bloques de consumo distintos según la carga conectada, combinada con bloques simples de energía (CNFL, Costa Rica).

g) Tarifa de tres cargos: servicio, demanda y energía (ICE y sistemas municipales, zona central de Costa Rica).

Al parecer esta variada gama de tarifas responde más al capricho de los diseñadores que a una justificación económica razonable. El caso extremo de complicación innecesaria lo presenta la CNFL de Costa Rica; a la inversa las tarifas de fuerza motriz de las dos empresas de Honduras, con simples bloques de energía y sin cargos por demanda, resultan inadecuadas.

La tarifa industrial y, en general, el pliego completo de tarifas que parece más razonable por su corte y enunciado es el de la Cía. de Alumbrado Eléctrico de San Salvador.

Si bien muchas tarifas pueden justificarse teóricamente, su excesiva complejidad es causa de dificultades en las relaciones de las empresas con el público consumidor. No basta que las tarifas sean justas; es preciso que en lo posible el consumidor medio sepa interpretarlas.

/En el

En el cuadro 12 se comparan los consumos medios anuales y los precios por KWH facturados a los consumidores residenciales en 1955 en las cinco capitales centroamericanas, de acuerdo con los informes de las respectivas empresas. Los precios medios corresponden a consumos con y sin medidor. En el caso de Honduras el consumo medio incluye la categoría comercial, que paga la misma tarifa que la residencial.

Cuadro 12

Centroamérica: Precio medio y consumo residencial en las capitales centroamericanas, 1955

País	Ciudad	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada media por KWH Ctvs. de moneda local		Ctvs. de dólar
Guatemala	Guatemala a/	920	4,44	Q.	4,44
El Salvador	San Salvador a/	825	8,21	₡	3,28
Honduras	Tegucigalpa	514 b/	30,00	L	15,00
Nicaragua	Managua	717	44,30	C	6,28
Costa Rica	San José a/	3.700	8,40	₡	1,26

a/ Incluye localidades vecinas a la capital servidas por la misma empresa.
b/ Promedio de las categorías residencial y comercial, que pagan la misma tarifa.

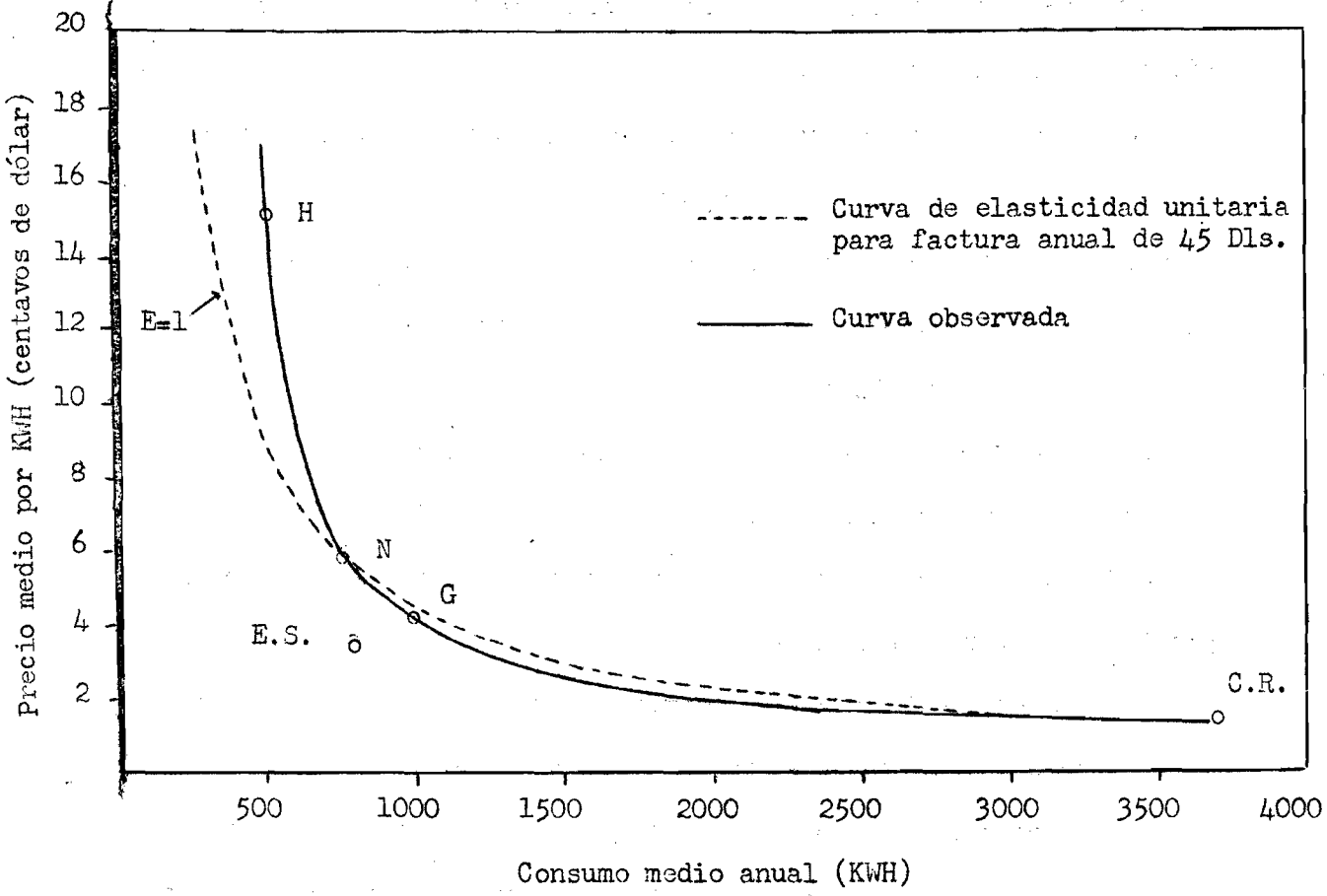
La comparación anterior muestra en mayor grado las diferencias extremas que existen entre Costa Rica y Honduras. Mientras en San José el consumo medio fue 7 veces mayor que en Tegucigalpa el precio medio facturado fue 14 veces manor. El nivel medio de consumo residencial en esta última ciudad, 43 KWH mensuales en 1955, indica que prácticamente

/el único

el único uso doméstico de la energía eléctrica es en alumbrado. En cambio en San José (y localidades vecinas), el alto nivel de consumo, más de 300 KWH mensuales en 1955, refleja el hecho de que casi todos los consumidores residenciales cocinan con electricidad.

Es extraordinaria la regularidad que se observa en la relación entre precio medio por KWH y consumo medio anual para el conjunto de las ciudades, como lo muestra el gráfico siguiente:

Relación precio-consumo medio residencial en las capitales de los cinco países centroamericanos. 1955



/Aun cuando

Aun cuando no puede considerarse como una curva de la demanda residencial de energía eléctrica, por referirse a mercados que tienen probablemente distintas características, la correlación consumo-precio para el conjunto de las cinco ciudades sugiere la posible reacción del consumo medio residencial ante una disminución del precio por KWH.

Se ha trazado también en el gráfico la curva de demanda de elasticidad igual al correspondiente a una factura media anual de 45 dólares, que es aproximadamente las que tenían los consumidores residenciales de Managua y San José. Con la salvedad mencionada, la relación existente sería un indicio de la relativa inelasticidad del consumo residencial para precios superiores a unos 4 centavos de dólar. El bajo consumo medio en Tegucigalpa y en Managua no puede atribuirse sino en parte a la limitada capacidad disponible, ya que ésta se traduce principalmente en la negación de conectar nuevos servicios, sin que haya restricciones a los consumidores residenciales existentes, salvo para el empleo de ciertos artefactos de mayor potencia. En otras palabras, el aumento de capacidad de abastecimiento sin modificación de los niveles de precio existentes en estas dos ciudades permitiría atender un mayor número de consumidores residenciales; pero no contribuiría en forma apreciable a elevar el consumo medio por cliente.

La excepción de San Salvador, con un consumo bajo en relación con el precio medio, puede explicarse por el hecho de que la rebaja de tarifas residenciales tenía a fines de 1955 solamente poco más de un año de vigencia, período relativamente corto para lograr un reajuste en el nivel de consumo medio, que no responde en forma inmediata a las

/variaciones

variaciones de precios, por las limitaciones que imponen la adquisición de nuevos artefactos de consumo y la ampliación o refuerzo de las instalaciones de distribución interior en las viviendas.

5. LEGISLACION ELECTRICA

La actividad de la industria eléctrica de servicio público y el otorgamiento de concesiones de servicio privado están debidamente reglamentados mediante leyes especiales solamente en El Salvador y Costa Rica, países que cuentan desde hace años con organismos gubernamentales encargados de la administración de la ley.

En Nicaragua se creó en 1955 la Comisión Nacional de Energía con las funciones y atribuciones de un organismo regulador, cuya primera misión fué preparar un proyecto de ley de servicios eléctricos, que ha sido ya presentado al poder legislativo para su aprobación.

En Honduras se proyecta legislar sobre esta materia en el curso de 1957, para lo cual se crearía una comisión reguladora que tendría a su cargo la preparación de la ley respectiva. Mientras tanto se ha estado reuniendo la documentación y los antecedentes necesarios.

En Guatemala tampoco existe ley u organismo regulador de la industria de energía eléctrica. Aun cuando las autoridades reconocen la necesidad de contar con una legislación, que ha sido recomendada en diversas ocasiones, incluso por firmas asesoras que han estudiado los problemas eléctricos del país, hasta el momento no se ha concretado iniciativa alguna. Ultimamente se proyectaba crear una comisión de servicios públicos que cubriría el control de todas las empresas de servicio público, incluso las de suministro

/eléctrico.

eléctrico. Según las informaciones obtenidas, este proyecto no ha pasado de la etapa de estudio y discusión preliminar. Su misma amplitud hace suponer que pasará todavía mucho tiempo antes de que se cuente con una legislación eléctrica adecuada.

Aparte de las disposiciones relativas al otorgamiento de concesiones y a normas de servicio, que no requieren especial comentario, las leyes de El Salvador y Costa Rica establecen las bases para la fijación y modificación de las tarifas de venta. Mientras la ley salvadoreña es más específica, al limitar la "utilidad neta" que el propietario tiene derecho a percibir a un 12% del valor actualizado de las inversiones (costo de reemplazo), la ley costarricense no establece procedimiento o cifra alguna, declarando sólo que las tarifas han de ser tales que permitan al capital invertido "apenas un rédito justo".

Sin perjuicio de la disposición legal, la compañía más importante de El Salvador (CAESS) tiene reguladas sus tarifas en un contrato especial celebrado con la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa, entidad estatal que vende a la compañía la mayor parte de la energía que ésta distribuye. Al adquirir energía de la CEL a un precio menor que sus propios costos de generación térmica, de acuerdo con este contrato la compañía se compromete por su parte a fijar el nivel de sus tarifas de venta al público de modo que su "utilidad neta" de explotación, no deducida la depreciación, sea igual al 12% de las inversiones (bienes físicos según costo de reemplazo, intangibles predeterminados en el contrato y capital de exportación). Este equivale a una rentabilidad de

/un 9,5

un 9,5 a 10% sobre las inversiones fijas (rate base) de la empresa, según sea el monto de la depreciación que ella contabilice.

En el caso de Costa Rica, la estipulación de la ley en lo que respecta a tarifas está interpretada en el contrato entre la Comisión reguladora (Servicio Nacional de Electricidad) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, que es la empresa eléctrica más importante del país. Según este contrato, la compañía tiene derecho a percibir una rentabilidad del 10% sobre el llamado "capital neto invertido", el que se define como la diferencia entre la "inversión bruta" (bienes físicos según "avalúo justo", capital de explotación y monto acumulado de la insuficiencia de rentabilidad) y las deudas y demás obligaciones de la compañía. En otras palabras, el "capital neto invertido" corresponde al capital en acciones más las reservas de utilidades, determinado indirectamente en base al monto de las inversiones de la empresa.

En ambos casos la rentabilidad de las empresas se refiere, directa o indirectamente, al avalúo de las inversiones que reconoce la ley, realizado según el criterio de costo de reemplazo menos depreciación estimada u observada. Si la rentabilidad es insuficiente, en ambos casos, aunque en forma diferente, se permite a la empresa contabilizar la insuficienda, para amortizarla mediante aumentos de las tarifas, de modo que en promedio se mantenga la cifra garantizada de utilidad del capital invertido.

El contrato de la CEL con la CAESS, en El Salvador, ha resuelto en forma práctica las posibles divergencias sobre la propiedad de las provisiones para depreciación, al incluir este elemento de costo en una cifra global (12%) junto con la utilidad efectiva permitida a la compañía. El único inconveniente de este método es que deja en libertad a la compañía para

/contabilizar

contabilizar la depreciación, que puede ser más o menos arbitraria, con lo cual puede resultar difícil comparar todos sus gastos de explotación con otras empresas, en base únicamente a sus informes contables.

6. PREVISION DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA ELECTRICA

Las investigaciones preliminares, la comparación y selección de soluciones alternativas, el diseño y la construcción de las obras de electrificación requieren un tiempo considerable cuando se trata de desarrollos de cierta importancia, de tal modo que es indispensable contar con previsiones razonables a largo plazo, diez años o más, que sirvan de de base a la programación de las obras. Estas estimaciones deben estar sujetas a una constante revisión, de acuerdo con las condiciones cambiantes que puedan presentarse, que son de mayor efecto en países de desarrollo incipiente.

Los bajos índices de capacidad instalada, producción y densidad de consumidores que, con excepción de la región central de Costa Rica, predominan aún en Centroamérica, señalan la existencia de un apreciable mercado potencial de energía eléctrica, que en parte se manifiesta por una demanda insatisfecha y las consiguientes restricciones o negaciones de suministro.

La previsión de las demandas futuras tendrá que partir siempre de una estimación de las necesidades actuales. No hay método seguro que permita conocer las demandas efectivas de energía eléctrica en una determinada región o país, dado el gran número de factores que entran en juego, entre los cuales debe contarse la propia política que puedan desarrollar los gobiernos y las empresas proveedoras.

/En la práctica

En la práctica hay que abordar el problema desde diversos puntos de vista, empleando distintos métodos, comparando los resultados y verificándolos con situaciones reales (de Centroamérica o de país s similares) en las que se reproduzcan las condiciones asumidas en el estudio.

Cualquiera que sea el método de estimación, tienen que presuponerse dos condiciones básicas: amplio abastecimiento, en cantidad, calidad y continuidad del servicio, y precios "razonables" de venta.

Las demandas de energía eléctrica, salvo que sean preexistentes y se encuentren restringidas, no se manifiestan mientras no existe capacidad disponible, suficiente y anticipada. Esto se ha comprobado en todas partes del mundo, y El Salvador es un ejemplo reciente.

Debe suponerse que la oferta de energía eléctrica se hará a precios tales que permitan reemplazar con electricidad otras formas de energía de bajo rendimiento, incluso la energía animal y humana, y desarrollar nuevos consumos en que la energía eléctrica pueda emplearse con eficiencia.

En el estado actual de desarrollo de los países centroaméricanos, con industrias de bajo consumo específico de energía eléctrica, la disponibilidad de energía y potencia es mucho más importante que el factor precio para los consumidores industriales. En cambio en el sector doméstico o residencial la influencia de los precios de venta parece decisiva en los índices de consumo unitario, aún tomando en cuenta las diferencias en el nivel medio económico de los consumidores, como lo demuestran los casos extremos de Costa Rica y Honduras.

Aparte del nivel de las tarifas, la demanda residencial está afectada muchas veces por el costo relativo de las instalaciones y artefactos de

/consumo;

donsumo; el alto costo de éstos puede constituir un obstáculo para la conexión de nuevos consumidores o para el aumento del consumo, en nuevas aplicaciones, de los ya conectados.

Uno de los métodos más empleados de estimación de los consumos y demandas máximas se basa en la extrapolación de las tendencias experimentadas. Para que el método tenga cierta justificación es indispensable que se verifique un período suficientemente largo con abastecimiento abundante y precios adecuados, cosa que sólo por excepción ha ocurrido en breve tiempo en algún país de Centroamérica.

Por otra parte, aunque las tendencias pasadas puedan parecer impresionantes en sus tasas de crecimiento, pierden mucha significación cuando se refieren a niveles de consumo extremadamente bajos como los que muestran la mayoría de los países centroamericanos.

En los estudios de mercados hechos en los diferentes países, por los organismos de electrificación o por firmas consultoras, se han empleado diversos métodos, de preferencia el de extrapolación de una tendencia que se supone "normal", observada en el pasado en el mismo país o en países vecinos. Para el año inicial se estima previamente la demanda que existiría al suprimirse las restricciónes, mejorar el voltaje y substituirse los consumos que hasta ese momento son autoabastecidos.

En otros casos este método se ha complementado con una estimación de las cargas específicas por abastecer, como el reemplazo parcial de los combustibles en el consumo doméstico, mejoramiento del estándar de alumbrado particular y público, etc. O bien se han comparado las demandas máximas por habitante con las de otros países de características semejantes, que se supone bien abastecidos.

/Una combinación

Una combinación de estos tres métodos, y un resultado promedio, empleó la firma Harza Engineering para hacer una previsión de las demandas de energía en las regiones central y noroeste de Honduras.

Puede representarse el aumento del consumo total, así como de la producción y de la demanda máxima, como el resultado de los incrementos combinados de población (en las áreas abastecidas y por abastecer), de densidad de consumidores en las áreas servidas y de consumo medio por consumidor.

Existen para los diversos países pronósticos aproximados del crecimiento demográfico. Se puede, también, establecer un nivel mínimo inicial de consumidores en un área determinada de servicio y fijar un grado razonable de densidad de abonados por alcanzar en un período dado, compatible con la capacidad material de conectar nuevos servicios. Hay, a este respecto, diferencias apreciables entre algunos países, como ya se ha comentado. Mientras en las ciudades principales de la región central de Costa Rica hay en la actualidad un consumidor por cada 5 a 6 habitantes en Managua este índice es de 8,4 y en Tegucigalpa es de 10,8, lo que indica que en estas últimas ciudades debe haber un porcentaje elevado de viviendas y locales diversos sin servicio eléctrico.

El tercer factor de crecimiento, consumo medio por consumidor, es más difícil de predecir, a menos que se analice por separado y en detalle cada categoría de consumo y se fije en cada una de ellas un estándar razonable por alcanzar, comparable al de países o regiones semejantes que cuenten con un abastecimiento adecuado y precios similares de la energía eléctrica. Aún así es imposible aplicar este procedimiento al consumo industrial debido al carácter indirecto de su demanda. Una estimación conservadora puede

/suponer

suponer un aumento de los consumos industrial y comercial paralelo al del resto de los consumos. Sin embargo, en Costa Rica por ejemplo, debe esperarse un aumento relativo mayor para el consumo industrial, que es sumamente bajo, frente al consumo específico residencial que parece estar al límite de la saturación, con muy poco margen de crecimiento.

Se observa en todos los países un constante aumento de la densidad de consumidores en relación con la población de las áreas servidas, aún en aquellas zonas en que ha existido durante los últimos años una densidad relativa más elevada (por ejemplo, Cía. Nacional de Fuerza y Luz en Costa Rica). Esto indica una permanente expansión de los servicios, no siempre de calidad aceptable, para atender año a año un porcentaje mayor de población en una zona dada.

A su vez, el consumo medio anual por consumidor muestra un aumento regular, en mayor o menor grado, en todos los países, a pesar de las restricciones permanentes o temporales, que han afectado a todos ellos en los últimos seis años. En el cuadro 13 se muestra para el período 1950-1956 la variación del consumo medio por abonado en los cinco países. El promedio general para Centroamérica indica un aumento medio anual de 5,7%, con diferencias apreciables entre algunos países. Mientras en Guatemala el crecimiento del consumo medio ha sido de 1,7% al año, en El Salvador alcanza a 8,2% y en Nicaragua, a un 10,1%.

En base a los factores considerados, esto es, aumento de la población servida, de la densidad de consumidores y del consumo medio por consumidor, y tomando en cuenta las diferencias observadas en el grado de desarrollo actual, se ha hecho en este estudio una previsión

/Cuadro 13

Cuadro 13

Centroamérica: Consumo medio anual por consumidor

(KWH)

País	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	Tasa de crecimiento medio anual (%)
Guatemala	1.350	1.410	1.450	1.460	1.440	1.470	1.540	1,7
El Salvador	1.120	1.180	1.270	1.360	1.430	1.620	1.810	8,2
Honduras	480	520	555	590	600	615	630	4,5
Nicaragua	586	604	630	720	870	940	960	10,1
Costa Rica	2.370	2.500	2.700	2.930	3.070	3.380	3.400	6,7
Centroamérica	1.340	1.400	1.490	1.580	1.640	1.760	1.870	5,7

de las demandas de energía eléctrica en cada país en el período 1957-1965, partiendo de una demanda reajustada a condiciones normales de abastecimiento. Esta previsión corresponde a las regiones centrales, de mayor desarrollo y población, que pueden abastecerse por sistemas interconectados con centrales importantes, conforme a los respectivos programas de electrificación, en marcha o en proyecto.

Los resultados de estas estimaciones son muy semejantes a las previsiones hechas por las firmas consultoras (principalmente Harza Engineering) o por los organismos adicionales de electrificación (ICE en Costa Rica).

En el cuadro 14 se resumen las previsiones de demanda máxima de las regiones interconectadas, actuales o futuras, en cada país, para los años 1960 y 1965, partiendo de las demandas consideradas normales para 1956

/en condiciones

en condiciones de abastecimiento adecuado y precios razonables. Se indican además en el cuadro las demandas máximas actuales en las áreas respectivas, estimadas o calculadas en base a las demandas parciales existentes.

En los casos de Guatemala y Honduras se muestran por separado dos áreas cuya interconexión no está considerada aún en los programas de electrificación, o está sujeta a un eventual convenio de suministro, como en el caso de la zona de la compañía bananera Tela Railroad en Honduras.

En El Salvador no cabe distinguir una región central, ya que el país está prácticamente cubierto por un sistema interconectado de transmisión que alimenta, o puede alimentar con cortas extensiones, a la totalidad de las zonas pobladas del país.

Las previsiones resumidas en el cuadro 14 corresponden a las necesidades totales dentro de las regiones consideradas, incluso las abastecidas actualmente por plantas de servicio privado, cuando la sustitución de éstas se considera factible o económicamente justificada. Una excepción típica son los ingenios de azúcar con centrales generadoras a vapor que emplean el residuo de la caña (bagazo) como combustible. Las demandas máximas actuales (1956) corresponden, en cambio, a los sistemas de servicio público (salvo el de Tela Railroad que es esencialmente un servicio privado).

Por consiguiente la diferencia entre la demanda máxima actual y la estimada normal para 1956 representa aproximadamente el déficit de potencia de servicio público existente, en el supuesto que éste fuera

/suficiente

suficiente para abastecer una demanda no restringuida y reemplazar las plantas de servicio privado de producción antieconómica de costos más elevados.

Cuadro 14

Centroamérica: Demandas máximas actuales y previstas (1956-1965)

País	Area interconectada actual o futura	Dem/máx. actual 1956 KW	Demanda máxima normal prevista 1956	1960	1965	Crecimiento medio anual respecto a Dem. Máx. actual %
Guatemala	Reg. Central: E. E. Guatemala	23.000	33.500	48.000	77.000	14,4
Guatemala	Reg. Central: Resto	4.500 b/	6.000	12.000	20.000	18,0
El Salvador	Todo el país	36.000	36.000	62.000	96.000	11,5
Honduras	Reg. Central y Noroeste a/	5.700	10.500	17.900	31.000	20,7
Honduras	Reg. Central: Zona Tela R. R.	5.000	5.000	10.700 c/	17.000 c/	14,6
Nicaragua	Reg. del Pacífico	12.000	22.500	36.000	65.000	20,6
Costa Rica	Reg. Central	62.000	65.000	84.000	126.000	8,2

a/ Excluída zona de Tela R. R. y su respectivo servicio público, que se indica por separado.
b/ Estimada.
c/ Estimación hecha por Harza Engineering Co. basada en una electrificación gradual de las plantas de bombeo mecánico, en caso de conectarse Tela R. R. al sistema hidroeléctrico nacional, actualmente en estudio.

En el caso de la región central de Costa Rica la diferencia entre demanda efectiva y demanda normal prevista no corresponde precisamente a un déficit de capacidad generadora sino a falta de interconexión en la región, ya que la potencia instalada actual es más o menos igual a la prevista como

/normal

normal para 1956. Sin embargo, por insuficiencia de interconexión, esta capacidad no puede utilizarse en su totalidad para abastecer ciertas localidades de la región central en que el servicio está restringido.

Con excepción de El Salvador, y, en cierto modo de Costa Rica, se observa un apreciable déficit de potencia de servicio público, que en Honduras y Nicaragua llega a representar más del 80% de la capacidad generadora instalada actual.

Si se totalizan los déficit existentes para el conjunto de los países (en las regiones de mayor desarrollo) puede decirse que faltan hoy día en Centroamérica unos 30.000 KW de capacidad generadora de servicio público, sin considerar reserva alguna, con excepción de El Salvador, donde se dispone de un margen bastante amplio.

Las previsiones de demanda máxima resumidas en el cuadro 14 indican que hacia 1965 la potencia necesaria para abastecer las regiones principales de los cinco países centroamericanos, sin incluir capacidad de reserva, sería superior a 430.000 KW. Si se consideran, además, las necesidades de energía eléctrica fuera de las regiones centrales o más importantes de cada país, la capacidad total requerida hasta 1965 puede estimarse en unos 480.000 KW.

De acuerdo con estas cifras, en el período 1957-1965 tendrían que agregarse unos 300.000 KW de capacidad generadora nueva, tomando en cuenta el reemplazo de unidades más antiguas, pero prácticamente sin incluir la instalación de equipo de reserva.

Las estimaciones anteriores pueden considerarse prudentes o mínimas razonables. Un desarrollo industrial intensificado en base a

/industrias

industrias de cierta magnitud como las contempladas en los programas de integración económica del Istmo Centroamericano, requeriría seguramente una revisión de estas previsiones.

7. PROGRAMAS DE DESARROLLO

Con excepción de Guatemala, donde la actividad de electrificación se ha limitado principalmente a la solución de problemas de carácter local o inmediato, los países de Centroamérica cuentan ya con programas coordinados de desarrollo a largo plazo en que se contemplan las necesidades del país en general o de las regiones geográficas más importantes y pobladas.

Todos estos planes se basan en la utilización gradual y sistemática de los vastos recursos hidroeléctricos existentes en los diversos países, ahora sólo aprovechados en ínfima proporción, que en conjunto no llega al 5% del potencial económicamente desarrollable estimado o reconocido hasta el presente.

El grado de avance de los respectivos planes es bastante desigual y no corresponde siempre a las necesidades de energía eléctrica previstas en cada país. Se hace a continuación una reseña de los diversos programas, presentándolos según el estado de progreso en que se encuentran.

El Salvador cumplió ya en 1954 una etapa decisiva de su electrificación, al entrar en servicio el primer desarrollo hidroeléctrico del Río Lempa, que hoy cuenta con una capacidad generadora de 45.000 KW en la central "5 de Noviembre" y con un sistema de transmisión a 115 KV y 69 KV, que, interconectado con las redes alimentadoras existentes en diversas zonas del país, cubre prácticamente la totalidad del territorio nacional y asegura un abastecimiento amplio, con suficiente capacidad de reserva. Toda la

/energía

energía que suministra el sistema interconectado proviene en la actualidad de las plantas hidroeléctricas.

La próxima etapa, ya iniciada parcialmente con las obras de regulación del Lago de Güija, incluye el desarrollo de dos centrales hidroeléctricas aguas abajo de este lago en el Río Desagüe, afluente del Lempa en su curso superior. La primera de estas centrales, con 25.000 KW instalados, debería entrar en servicio en 1960, y la segunda, con 15.000 KW, en 1964, si se desea evitar la generación de energía térmica, como es el propósito de la entidad nacional de electrificación (CEL).

Todas las obras del programa eléctrico nacional están a cargo de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa, organismo autónomo del gobierno encargado de la electrificación del país, que opera los sistemas primarios y suministra energía en alta tensión a las empresas distribuidoras.

Al éxito de la gestión de la CEL, que ha permitido a El Salvador mostrar las tasas más altas de crecimiento en capacidad y producción de energía de Centroamérica en los últimos tres años, contribuyó la expedita solución de los problemas de financiamiento, realizada mediante un crédito del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y la emisión de bonos en moneda nacional en el mercado interno, que fueron rápidamente suscritos por los inversionistas locales.

Resuelto el problema de capacidad de abastecimiento para los próximos diez años, de acuerdo con las previsiones hechas, quedaría por realizar en este período una primera etapa de extensión de los servicios

/a las zonas

a las zonas rurales, con una intensa campaña de fomento de los consumos eléctricos en las labores agrícolas, incluso el riego mediante bombas, que ya se ha experimentado en ciertas zonas con espléndidos resultados. La alta densidad de población campesina en diversas regiones vecinas a los centros de abastecimiento justifica plenamente la formulación y ejecución de un programa de electrificación rural por parte de la CEL o de otra agencia del gobierno.

En Nicaragua, debido a la carencia de datos hidrológicos suficientes para justificar la realización inmediata de las obras hidroeléctricas susceptibles de aprovechamiento, la etapa inicial del programa de electrificación se ha emprendido a base de la construcción de una central térmica de 30.000 KW, con dos turbogeneradoras a vapor, en Managua, y de un sistema de transmisión a 69 KV, con extensiones a 13,2 KV, en la región del Pacífico, además del mejoramiento y ampliación de las redes distribuidoras en el área del futuro sistema interconectado.

Todas estas obras, que se construyen por cuenta de la empresa autónoma del Estado (Empresa Nacional de Luz y Fuerza) que abastece a Managua, entrarán en servicio en 1958; de modo que hasta comienzos de ese año persistirá el fuerte déficit de abastecimiento existente.

Mientras tanto, se prosigue la recopilación de datos hidrológicos y el estudio preliminar del desarrollo hidroeléctrico combinado de los ríos Tuma, Viejo y Grande de Matagalpa, cuya utilización integral permitiría instalar varias centrales en serie con una capacidad final superior a 150.000 KW, a una distancia de transmisión de poco más de 100 Km. hasta Managua. De acuerdo con las previsiones de demanda, la primera de estas centrales

/hidroeléctricas

hidroeléctricas (Cacao, con aproximadamente 50.000 KW de capacidad final) debería entrar en servicio en 1962, para lo cual tendría que iniciarse a más tardar en 1958.

Si bien las soluciones técnicas a largo plazo están ya esbozadas y en proceso de estudio, por ahora a cargo de una oficina del gobierno (Comisión Nacional de Energía) que es esencialmente una entidad reguladora de la industria eléctrica, no se ha decidido aún en Nicaragua qué organismo se encargará de los problemas de financiamiento, proyecto definitivo, construcción y explotación futura de las obras hidroeléctricas que constituirán la segunda etapa del plan eléctrico. Sería aconsejable evitar que la entidad especial a la que se encomienden estas materias se forme independientemente de la empresa estatal existente que realiza las obras de la primera etapa. Convendría mejor al país consolidar todas las actividades de electrificación en un solo organismo.

Costa Rica, al igual que El Salvador, tiene un plan de electrificación bien definido, y en plena ejecución, a cargo de una entidad autónoma del Gobierno, el Instituto Costarricense de Electricidad. El plan se basa en el desarrollo de las importantes reservas hidroeléctricas de los ríos Grande de Tárcoles y Reventazón, y de sus afluentes, para el abastecimiento de la región Central del país mediante un sistema de transmisión de 132 y 33 KV. La utilización integral de estas reservas, que constituyen sólo una parte de los abundantes recursos hidroeléctricos del país, permitirán la instalación de una capacidad generadora del orden de 400.000 KW de acuerdo con el programa del ICE. La primera obra mayor de este programa es la central La Garita en el Río Grande,

/que se

que se encuentra en construcción y entrará en servicio en 1958 con una capacidad inicial de 30.000 KW, susceptible de aumentarse en el futuro a 60.000 KW, al captarse las aguas del río Virilla, afluente del Grande.

En el río Macho, afluente del Reventazón, se proyecta la construcción de dos centrales en serie de 24.000 y 16.000 KW. La primera de estas centrales se iniciará en 1958 para terminarse en 1961; la segunda deberá entrar en servicio en 1963.

La construcción de la Central La Garita (30.000 KW iniciales), y las dos centrales Río Macho (40.000 KW) aseguran el abastecimiento de la región Central hasta 1965, de acuerdo con las previsiones existentes.

Las etapas futuras comprenderán la ampliación de La Garita a 60.000 KW y la construcción de las centrales en el río Reventazón, cuyo desarrollo anticipa la instalación de unos 300.000 KW, en dos centrales de embalse de 120.000 KW cada una y una central de pasada de 60.000 KW, que se lograría vaciando las aguas del curso superior del Reventazón al río Macho.

Mientras no se cuente con suficiente capacidad de regulación, que se obtendría con las centrales de embalse del Reventazón, el afirmado de la potencia hidráulica tendrá que hacerse en los años de fuerte estiaje, con capacidad térmica, para lo cual se dispone de unos 25.000 KW, incluyendo 12.000 KW instalados por el ICE en 1956 como solución de emergencia para el abastecimiento de la zona de San José.

En el resto del país, con poblaciones dispersas de escaso desarrollo, sólo pueden considerarse soluciones locales a base de pequeñas plantas hidro y diesel-eléctricas como las que opera actualmente el ICE y algunas empresas municipales. En una etapa futura será posible integrar algunos

/de estos

de estos sistemas locales, interconectándolos con el sistema de transmisión de la región central.

En Honduras, el plan de electrificación se orienta de preferencia al abastecimiento de las regiones central (Tegucigalpa y Valle de Comayagua) y noroeste (San Pedro Sula y zona bananera de Tela R. R. Co.), que son las más importantes del país. Los estudios correspondientes han sido realizados recientemente por la firma Harza Engineering por cuenta del gobierno, quien deberá resolver ahora las cuestiones de financiamiento y organización de la agencia encargada de llevar adelante el programa recomendado.

El plan se basa en la utilización de los recursos hidroeléctricos del lago Yojoa combinados con el río Lindo y sus afluentes. Según el estudio preliminar de Harza Engineering el desarrollo combinado permitiría instalar tres centrales en serie aguas abajo del lago Yojoa con una capacidad conjunta de 111.000 KW, susceptible de aumentar en el futuro a medida que se tenga un conocimiento más completo del régimen hidrológico del sistema. Se construiría primero la central superior (Cañaveral) con 24.000 KW instalados; y posteriormente una de las otras dos centrales, San Buenaventura con 32.000 KW o río Lindo con 55,000 KW.

La energía se transmitiría en 115 KV hacia Tegucigalpa (160 Km.) y hacia San Pedro Sula y Puerto Cortés (90 Km.), interconectándose este sistema con las centrales de la compañía bananera Tela Railroad en la región noroeste.

/Suponiendo

Suponiendo que en el mejor de los casos la construcción de la Central Cañaveral se iniciara a fines de 1957 o comienzos de 1958, ella no podría entrar en servicio antes de 1961. En esta circunstancia, y considerando los aumentos de capacidad, en ejecución o en proyecto, de las empresas de Tegucigalpa y de San Pedro Sula, el déficit de potencia para el conjunto de las regiones central y noroeste, estimado actualmente en unos 3.400 KW, llegaría en 1960 a unos 7.000 KW.

Los incrementos de demanda previstos hasta 1965 indican que hacia 1964 debería entrar en servicio una de las otras dos centrales hidroeléctricas mencionadas.

La capacidad final del desarrollo completo Yojoa-Río Lindo, con los posibles aumentos anticipados por Harza Engineering, sería suficiente para atender las demandas de las regiones central y noroeste hasta el año 1975.

Tal como en el caso de Nicaragua, las autoridades tendrán que decidir en breve sobre la creación de un organismo de electrificación que se encargue de los problemas de financiamiento, proyecto definitivo, construcción y, más tarde, explotación del sistema primario hidroeléctrico. Dado que existe una entidad estatal (Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa), que es la empresa eléctrica más importante del país, sería conveniente refundir todas las actividades de electrificación en un sólo organismo autónomo del gobierno, semejante a la CEL de El Salvador o el ICE de Costa Rica.

Como se mencionaba anteriormente, Guatemala es el único país de Centroamérica que aún carece de un plan coordinado de electrificación nacional de ejecución a largo plazo. Los problemas de electrificación se han

/tratado

tratado hasta el presente en forma parcial, tanto en sus aspectos administrativos como técnicos.

Por una parte, las autoridades se han venido preocupando desde hace varios años del abastecimiento de la zona de la Empresa Eléctrica de Guatemala, que sirve a la capital y localidades vecinas, donde el problema de escasez de energía es más agudo. Se han preparado varios estudios, el último de los cuales fue hecho en 1955, por encargo del gobierno, por la firma Harza Engineering. Todos estos estudios, con diversas alternativas, giran en torno al proyecto hidroeléctrico denominado Marinalá. El proyecto consiste, según la recomendación de Harza Engineering, en vaciar las aguas del río Michatoya al valle del Marinalá, desarrollando una caída de 650 metros, lo que permitiría instalar una capacidad de 50.000 KW en una central que quedaría ubicada a unos 40 Km. de la ciudad de Guatemala. El proyecto requiere aumentar la capacidad de embalse del lago Amatitlán, origen del río Michatoya. Según los especialistas, estas obras no presentan mayores dificultades técnicas y su costo sería relativamente bajo (200 a 240 dólares por KW).

Hasta el momento no se ha decidido quien realizará este proyecto, sobre el cual existe la idea, por una parte que sea empresa del Estado, y por otra, empresa de propiedad privada. Si la construcción se iniciara en 1957 la nueva central podría quedar en servicio en 1960 y permitiría hacer frente a las demandas previstas para la zona hasta 1963. Mientras tanto el déficit de potencia, que se estima en 1956 en unos 10.000 KW, irá en aumento y sólo en parte podrá ser amortiguado

/con la

con la instalación de varias unidades diesel móviles que está haciendo la Empresa Eléctrica de Guatemala como solución de emergencia.

Para atender los demás problemas de electrificación del país, el gobierno cuenta con dos entidades, la Empresa Hidroeléctrica del Estado y el Departamento de Electrificación Nacional, ambas dependientes del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas, pero con campos de acción separados. Mientras la Empresa Hidroeléctrica del Estado opera un sistema hidroeléctrico para abastecer a un grupo de pueblos en la zona de Quezaltenango y atiende sus propias expansiones, el Departemento de Electrificación Nacional se ocupa de los asuntos de electrificación del país en general, construyendo plantas aisladas o pequeños sistemas locales por cuenta de empresas eléctricas municipales. En la propia zona de Quezaltenango, donde opera la Empresa Hidroeléctrica del Estado, el Departamento de Electrificación está terminando la construcción de una central hidroeléctrica de 1.200 KW en el río Samalá para la empresa municipal que sirve a la ciudad de Quezaltenango.

En esta misma zona el Departamento de Electrificación tiene en estudio el desarrollo de una serie de centrales a lo largo del río Samalá, con una capacidad conjunta que se estima en más de 50.000 KW. La primera de estas centrales (Palmar con 12.000 KW) se iniciaría, según los proyectos del Departamento, en 1958 para terminarse en 1961. La interconexión de esta central con la de la Empresa Hidroeléctrica del Estado (Santa María de Jesús con 5.900 KW) y la municipal de Quezaltenango (Zunil 1 con 1.200 KW) permitiría hacer frente a las demandas previstas en esta zona hasta 1964-1965. En esos años deberían entrar en servicio otras de las centrales en el río Samalá.

/En general,

En general, los proyectos del Departamento de Electrificación en el río Samalá están en etapa de estudio preliminar, sin que exista un programa definido de realizaciones en que se consulte un desarrollo combinado de este sistema de centrales de curso de río con algún aprovechamiento hidroeléctrico del lago Atitlán, cuya investigación se prosigue con mucha lentitud.

En la zona oriental del país en el Departamento de Zacapa, el Departamento de Electrificación está construyendo la Central Río Hondo II, de 2.400 KW, que entrará en servicio a fines de 1957. Está destinada al abastecimiento de diversas poblaciones en los departamentos de Zacapa y Chiquimula.

Entre los proyectos del Departamento de Electrificación figura desde hace varios años una central hidroeléctrica de 10.000 KW en el río de Los Esclavos, cuya iniciación se propone ahora para 1958. Esta central se destinaría al abastecimiento de la zona de la Empresa Eléctrica de Guatemala mediante una línea de transmisión de 66 KV de 50 Km. de largo hasta la capital. La construcción de esta obra sumada a la de Marinalá, descrita anteriormente, permitiría atender las demandas previstas en esta zona hasta 1965, siempre que se mantenga la capacidad térmica, diesel y a vapor, de la Empresa Eléctrica de Guatemala.

En resumen, existen en Guatemala los recursos hidroeléctricos necesarios y se conocen las soluciones técnicas para el abastecimiento adecuado en los próximos 10 años de la región central del país, incluyendo las zonas de la ciudad de Guatemala y de Quezaltenango; pero falta la formulación de un programa metódico de desarrollo que indique el

/orden

orden de ejecución de las obras, el campo de acción del Estado y de las compañías particulares, el monto de las inversiones por realizar y un esquema de financiamiento. Será difícil cumplir este propósito mientras no se cree un organismo técnico con suficiente autonomía, autoridad y recursos financieros, que reemplace o refunda las actuales oficinas dependientes del Ministerio de Obras Públicas.

Como queda expuesto, los diversos programas de electrificación en Centroamérica se concretan principalmente al abastecimiento de las regiones de mayor población y desarrollo de cada país durante los próximos 10 a 15 años.

Según las estimaciones hechas en el apartado 6 de este capítulo sobre previsión de las necesidades de energía eléctrica, la capacidad generadora adicional que debería agregarse en conjunto en Centroamérica para abastecer debidamente las demandas previstas hasta 1965, incluyendo las zonas marginales en los respectivos países, es de unos 300.000 KW como mínimo.

Estas necesidades quedarían cubiertas de acuerdo con los programas de desarrollo descritos, en algunos países hasta más allá de 1965, conforme al detalle del cuadro 15, en el que se indican por separado las obras más importantes, en construcción o en proyecto.

Si se cumplen los planes en la forma propuesta, se instalarían en el período 1957-1965 inclusive 322.000 KW en centrales importantes y aproximadamente unos 28.000 KW en centrales menores, algunas de ellas en construcción (Guatemala y Honduras), dentro y fuera de las regiones centrales de los diversos países.

/Cuadro 15

Cuadro 15

Centroamérica: Capacidad generadora por instalar en servicio público en el período 1957-1965.

País	Obras	En construcción KW	En proyecto o estudio KW	Total por país KW
Guatemala	4 grupos diesel móviles (EEG)	4.000		
	Marinalá - hidro		50.000	
	Los Esclavos - hidro		10.000	
	El Palmar - hidro		12.000	76.000
El Salvador	1a. Central Río Desagüe		25.000	
	2a. Central Río Desagüe		15.000	40.000
Honduras	Primeras dos centrales sistema hidroeléctrico Yojoa - Río Lindo		56.000	56.000
Nicaragua	Central térmica Managua	30.000		
	1a. Central sistema hidroeléctrico Tuma - Viejo		50.000	80.000
Costa Rica	La Garita - hidro (inicial)	30.000		
	Río Macho I y II - hidro		40.000	70.000
Total obras principales		64.000	258.000	322.000
Obras menores en construcción o por realizarse en el período, aproximadamente				28.000
Total obras por realizarse en el período, aproximadamente				350.000

/Esta capacidad

Esta capacidad total de 350.000 KW representa un incremento de 180% con respecto a la capacidad generadora actual (194.000 KW) instalada en servicio público en Centroamérica.

Descontando las inversiones realizadas hasta 1956 en obras que se encuentran en construcción, principalmente en Nicaragua y Costa Rica, puede estimarse en promedio una inversión del orden de 350 dólares por KW para el conjunto de obras de generación, transmisión y mejoramiento de los sistemas de distribución. En resumen, descontando las inversiones ya hechas del programa, para completar el plan de conjunto en Centroamérica había que invertir en los próximos 9 años (1957-1965 inclusive) una cifra total del orden de 122 millones de dólares, lo que representa una inversión media anual de unos 13,5 millones de dólares.

Dada la importancia que tiene para el desarrollo futuro de las naciones centroamericanas el abastecimiento adecuado de energía eléctrica, esta cantidad no parece estar fuera de su capacidad económica, máxime si se considera que los requerimientos efectivos anuales pueden ser inferiores al obtenerse financiamientos a largo plazo, 15 a 20 años, para una parte substancial de las inversiones.

En vista del monto de las demandas por abastecer en este período y la localización de los principales centros de consumo, no se ve por ahora justificación a proyectos de carácter internacional, con la excepción que se indica más adelante. Existen posibilidades de abastecimiento entre países, en escala moderada en el caso de El Salvador con respecto a las zonas limítrofes de Guatemala y de Honduras. Justamente en fecha reciente El Salvador ha convenido con Guatemala en suministrarle 5.000 KW de potencia una vez

/que entre

que entre en servicio la primera central hidroeléctrica del río Desagüe, aguas abajo del lago Güija, cuya operación exigirá la inundación de cierta área en territorio guatemalteco.

Es posible, también que el sistema hidroeléctrico "5 de Noviembre" de El Salvador suministre energía a las localidades de la región limítrofe de Honduras. Esta posibilidad es interesante porque prepararía el terreno para una futura interconexión en gran escala de la central del Lempa con el sistema en proyecto Yojoa-Río Lindo de Honduras. La distancia de transmisión entre ambos sistemas (aproximadamente 150 Km.) no sería mayor que la de la línea de 115 KV propuesta entre río Lindo y Tegucigalpa en el plan hidroeléctrico de Honduras. En el futuro, cuando se considere el aumento de capacidad generadora en El Salvador, convendría analizar detalladamente la alternativa de una interconexión con el sistema Yojoa-Río Lindo, frente a la solución programada por la CEL de construir una segunda central de embalse en el río Lempa. Es posible que esta solución alternativa resulte más económica, con ventaja para ambos países.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

Ha habido un evidente progreso en Centroamérica en materia de electrificación durante los últimos tres años, tanto en realizaciones concretas como en lo referente a orientación y formulación de programas.

El desarrollo restringido de la industria eléctrica de servicio público que no guardaba proporción con las necesidades y posibilidades de los diversos países, ha inducido a los gobiernos a abordar los problemas de electrificación en escala nacional mediante planes de largo

/alcance,

alcance, hoy parcialmente cumplidos o en plena ejecución, en El Salvador, Nicaragua y Costa Rica. El plan de electrificación de Honduras debe estar por esta fecha elaborado en su conjunto, para la consideración del gobierno.

Aun cuando Guatemala no ha logrado formular un plan coordinado de electrificación, se han esbozado al menos las soluciones que permitirían satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país en los próximos 10 años.

En general, desde el punto de vista técnico las soluciones están suficientemente definidas para asegurar un abastecimiento adecuado de las demandas de energía durante los próximos 10, 15 o más años, según el país. En algunos casos, la tarea inmediata es la de confección oportuna de los proyectos definitivos de obras que tendrían que construirse en el período 1957-1965. Por ejemplo, existe atraso en la confección del proyecto definitivo del desarrollo hidroeléctrico del Tuma en Nicaragua, cuya primera central debería iniciarse en 1958; lo mismo ocurre con las centrales Marinalá y la primera del río Samalá en Guatemala.

Tanto en Nicaragua como en Guatemala, y con mayor urgencia en este último, es necesario decidir la creación de una entidad de electrificación con la autonomía necesaria, que se ocupe de todos los problemas de abastecimiento eléctrico, desde el planeamiento hasta la explotación de las obras, sustituya la acción paralela de agencias estatales separadas, sin suficiente coordinación, y desligue sus actividades de la función reguladora (caso de Nicaragua).

Un problema semejante se planteará al Gobierno de Honduras cuando resuelva llevar adelante el proyecto Yojoa-Río Lindo.

/La experiencia

La experiencia de El Salvador y Costa Rica, con organismos autónomos encargados de realizar en todos sus aspectos los respectivos planes de electrificación, demuestra la conveniencia de adoptar soluciones semejantes en los demás países centroamericanos.

Paralelamente a la labor de confección de proyectos de las obras que deberán construirse en el próximo período de 9 años, tendrá que continuarse e intensificarse la investigación de los recursos hidroeléctricos y los estudios preliminares de obras correspondientes a una etapa futura. Esto se aplica en especial a Guatemala, donde aún no se perfila con suficiente claridad la solución apropiada para atender las demandas de energía eléctrica de la zona de la capital más allá de 1965.

La investigación y el catastro de las reservas hidroeléctricas de Centroamérica, que se encuentra recién en sus comienzos, son indispensables, no sólo en relación con los requerimientos del servicio público, sino que, además, como un elemento necesario para estudiar las posibilidades de instalación de grandes industrias dentro de un programa de integración económica de las naciones centroamericanas.

El funcionamiento adecuado de la industria eléctrica de servicio público requiere la existencia de normas definidas que reglamenten el otorgamiento de concesiones, la fijación y revisión de las tarifas de venta, las condiciones y características técnicas del suministro, y, en general, regulen las relaciones de las empresas con las autoridades y los consumidores. Ni Guatemala ni Honduras cuentan todavía con una legislación sobre servicios eléctricos. Esta es una de las causas

/que dificultan

que dificultan la solución del problema eléctrico en la zona de la Empresa Eléctrica de Guatemala; asimismo, la ausencia de normas sobre gastos, inversiones y rentabilidad de las empresas explica en gran parte el precio excesivamente alto de la energía eléctrica en Honduras. La preparación de una ley de servicios eléctricos y la creación de una entidad reguladora que la administre son necesidades urgentes en ambos países.

En relación con las tarifas de venta existen diferencias importantes en los niveles medios de precio, diferencias que por lo general, con excepción de Honduras, corresponden a las características de producción y niveles de consumo en los diversos países. Se observa, sin embargo, al considerar el conjunto de Centroamérica gran diversidad de criterios tanto en la clasificación, no siempre racional o equitativa, como en el corte de las tarifas, innecesariamente complicado en algunos casos, o carente de dinamismo o estímulo, en otros.

Aparte del nivel medio general que se supone controlado por el mecanismo de la ley, cuando ésta existe, corresponde a las comisiones reguladoras de la industria procurar que se adopten clasificaciones adecuadas de los consumos, se eviten discriminaciones y se establezcan tarifas que, respondiendo a las características económicas de la explotación, sean sencillas de aplicar y fáciles de entender para los consumidores. En este sentido los propios organismos estatales de electrificación debieran colaborar con las agencias reguladoras.

Con el fin de que el abastecimiento de servicio público eléctrico se establezca sobre bases comerciales, y que éstas sean iguales para las empresas del estado y para las particulares, debiera terminarse con la práctica

/de suministro

de suministro gratuito (Honduras) o con rebajas especiales a los consumos del gobierno y municipales que predomina en todos los países, con excepción de El Salvador.

Los programas estatales de electrificación, en marcha o en proyecto, contemplan en general el mejoramiento y ampliación de las redes distribuidoras, cuyas condiciones son, con pocas excepciones, bastante deficientes. Es de suponer que esta labor complementaria de las obras primarias de generación y transmisión, que es indispensable para un abastecimiento adecuado, será cumplida en forma oportuna por los organismos nacionales de electrificación. Cuando la distribución no está a cargo de éstos o de compañías importantes, sino de pequeñas empresas particulares o municipales, las autoridades de electrificación deberían asistirlas técnica y financieramente en el reacondicionamiento de sus instalaciones, como lo contempla, por ejemplo, Nicaragua para la región del Pacífico. Esto vale no sólo para las localidades que son o serán abastecidas por sistemas primarios interconectados con amplia capacidad generadora, donde indudablemente tiene mayor importancia, sino también para los pequeños sistemas aislados, en que las pérdidas de distribución alcanzan a veces valores excesivos debido al mal estado o insuficiente capacidad de las redes. La operación antieconómica de estos sistemas, que se traduce en precios de venta elevados, sumada a la mala calidad del suministro, desalienta el consumo de energía eléctrica y la conexión de nuevos servicios.

Los problemas técnicos de electrificación de Centroamérica estan planteados y en gran parte se van ya solucionando, directamente por

/los organismos

los organismos nacionales de electrificación o con la asesoría de firmas especialistas. A medida que empiezan a desarrollarse los programas y a definirse las políticas de electrificación en cada país, adquieren cada vez mayor importancia los aspectos relativos a organización y administración de las empresas.

Con muy contadas excepciones, entre ellas las 3 ó 4 compañías privadas más importantes que operan en Centroamérica, las empresas eléctricas no disponen de sistemas homogéneos de cuentas que permitan hacer comparables los resultados periódicos de explotación, en sus diversas fases, o que sirvan de instrumento de control a las respectivas administraciones.

En la mayoría de los casos la información estadística es inapropiada o inexistente, al extremo de que muchas empresas desconocen el monto de la energía suministrada o el número de consumidores abastecidos, como datos de información regular, aun cuando existen los antecedentes para determinarlos.

En ausencia de un sistema uniforme de cuentas, basado en una clasificación funcional de éstas, es casi imposible mantener un sistema regular y contínuo de control presupuestario, con una ordenación metódica de los diversos rubros de inversión, gastos de explotación y entradas de la empresa.

Muchas empresas, aún ciertas entidades estatales importantes, no mantienen una contabilidad de la depreciación, de modo que las cifras consignadas en las cuentas de resultados no corresponden a la situación efectiva de la explotación.

Para que exista una regulación adecuada de la industria eléctrica por parte de la autoridad y para que la administración y control interno de

/las empresas

las empresas pueda hacerse con mayor eficiencia, es indispensable corregir las anomalías anotadas que, en diverso grado, se presentan en todos los países centroamericanos.

Sin perjuicio de la asistencia que pudiera otorgarse a cada nación, sea en materias de orden técnico como de administración, debiera estudiarse la conveniencia de crear un Comité Centroamericano de Electrificación, como un medio de estimular el estudio y discursión de los problemas que son comunes a los diversos países.

Este Comité Centroamericano de Electrificación formado por representantes de cada uno de los cinco países del Istmo, podría desarrollar una labor muy útil. Entre sus actividades, y sólo a título de ejemplo, pueden señalarse:

a) Recomendación de normas para realizar o completar sobre bases uniformes, el catastro de los recursos hidráulicos de cada país.

El programa de trabajo específico sería elaborado y realizado independientemente por cada país, de acuerdo con sus posibilidades.

El Comité sería informado periódicamente por sus miembros de los progresos que se fueran alcanzando en la precisión de las estimaciones. Los datos correspondientes serían publicados por el Comité una vez al año.

b) Adopción de normas para el mantenimiento de una estadística eléctrica adecuada y uniforme que cubra los datos básicos de capacidad generadora instalada, sistemas de transmisión y distribución, producción y consumo de energía eléctrica y de combustibles, número de consumidores eléctricos e inversiones.

/Las estadísticas

Las estadísticas correspondientes serían publicadas anualmente por el Comité Centroamericano.

c) Recomendación de un sistema uniforme de cuentas para las empresas de servicio público, que corresponda a una clasificación funcional tanto de las inversiones como de las operaciones de la empresa.

d) Recomendación de normas técnicas en cuanto a uniformación de voltajes (transmisión y distribución) y frecuencia, así como de materiales, equipo e instrumentos.

e) Normalización de la nomenclatura empleada por los diversos países en la industria de energía eléctrica.

f) Intercambio de informaciones, planeamiento y estudio conjunto de desarrollos eléctricos de carácter internacional, interconexión entre países vecinos y coordinación de estas obras con los programas nacionales de electrificación.

El intercambio de experiencias e informaciones y la discusión de problemas comunes, que podría realizarse en reuniones periódicas del Comité (2 ó 3 por año) constituiría un medio de capacitación y orientación en materia de política eléctrica, formulación de programas, estándares de operación, etc. y contribuiría a impulsar el desarrollo de la electrificación en Centroamérica.

9. ASISTENCIA TECNICA

En lo que respecta a asistencia técnica por parte de Naciones Unidas requerida en los diversos países, de acuerdo con las necesidades y urgencia relativas existentes, las recomendaciones específicas serían las siguientes, en orden de prioridad:

a) Costa Rica

a) Costa Rica y El Salvador. Se requiere la asesoría de un experto en administración especializado en problemas de contabilidad general, contabilidad de costos y estadística de empresas eléctricas, por un periódo de 6 meses en cada país, para que colabore con los respectivos organismos de electrificación y entrene al personal local.

Sería preferible el envío de dos expertos que trabajaran en equipo, de modo que uno de ellos tuviera, además, experiencia en organización de empresas. Bajo la supervisión de este último, el trabajo se realizaría simultaneamente en ambos países en un plazo de 6 meses.

b) Guatemala. Se requiere la asesoría de un experto en legislación de la industria de energía eléctrica para que colabore con el gobierno en la preparación de un proyecto de ley de servicios eléctricos. Esta labor podría cumplirse en un período de 6 meses.

Se requiere la asesoría de un ingeniero especialista en proyecto de sistemas hidroeléctricos para que colabore con la oficina de electrificación del gobierno (Departamento de Electrificación Nacional) en los estudios y anteproyectos de diversas obras, y en la preparación de un programa de desarrollo a largo plazo.

Esta es una tarea relativamente larga, pero podría otorgarse la asistencia por un período de un año prorrogable a dos, al cabo de los cuales la labor inicial del experto quedaría cumplida.

c) Nicaragua. Se requiere la asesoría de un ingeniero especialista en proyecto de sistemas hidroeléctricos para que colabore con los organismos del gobierno (Comisión Nacional de Energía) en el estudio de

/Los anteproyectos

los anteproyectos de las obras hidroeléctricas del sistema Tuma-Viejo y en la preparación de un programa de desarrollo de dicho sistema.

Como en el caso de Guatemala, esta asesoría podría otorgarse por un año, prorrogable a dos, en que quedaría terminada la tarea inicial del experto.

d) Honduras. Se requiere la asesoría de un experto en administración y economía de empresas eléctricas para que colabore con las autoridades de electrificación en materias de contabilidad, estadística, control y estudios de tarificación.

Esta asesoría podría durar 6 meses y, de preferencia, convendría que la realizara uno de los expertos recomendados para El Salvador y Costa Rica, una vez terminada su misión en estos países.

Además de la asesoría técnica indicada para cada país, se requeriría, con alta prioridad, un experto que ayude a las autoridades nacionales de electrificación a organizar el Comité Centroamericano de Electrificación propuesto, determinar en detalle sus funciones, objetivos y procedimientos, y poner en marcha los trabajos correspondientes a una primera etapa de funcionamiento del Comité. Esta asesoría puede ser por un año.

II. G U A T E M A L A

Superficie: 109.000 Km^2

Población (estimada en 1956): 3.350.000 habitantes.

Para fines de abastecimiento eléctrico hay que distinguir, al igual que en los demás países de Centroamérica, entre una región central, de mayor población y actividad económica, y el resto del país.

Las autoridades de electrificación subdividen el país en 8 zonas atendiendo a sus características geográficas, económicas y a sus recursos de energía. Sin embargo, considerando el estado actual de desarrollo del país y sus necesidades de energía eléctrica, es suficiente destacar para los fines de este estudio, un área central en contraste con el resto del territorio.

Esta región central formada por el cuadrilátero Guatemala-Quezaltenango-Retalhuleu-Escuintla comprende apenas un 6% (aprox. 6.500 Km^2) de la superficie del país, pero contiene alrededor del 40% de su población. Dentro de esta región están las dos ciudades más importantes y la mayor agrupación de centros poblados. Aparte de constituír una valiosa zona agrícola (café, banano, algodón, caña de azúcar, etc.), la actividad industrial del país está concentrada principalmente en esta región, en la ciudad de Guatemala, y, en menor grado, en Quezaltenango.

Desde el punto de vista del suministro eléctrico esta región central es la de mayor importancia del país en la actualidad, especialmente en su extremo oriental, ciudad de Guatemala y alrededores, donde vive cerca de medio millón de personas.

/El resto

El resto del territorio (cerca del 95% del total) está apenas desarrollado y tiene una densidad de población muy baja.

El país no cuenta con recursos conocidos de combustibles de algún valor económico, aparte de la leña; sólo ahora se inician exploraciones para determinar la existencia de petróleo.

Existen en cambio abundantes posibilidades de desarrollos hidroeléctricos, que han sido apenas tocadas. Aun cuando se habla de una cifra superior al millón de KW como susceptible de utilización, la investigación sistemática de estos recursos sólo ha comenzado en los últimos 2 a 3 años, en escala todavía muy limitada. La región central está muy favorecida en este sentido, ya que cuenta con numerosos ríos de mediano caudal que descienden hacia la extensa planicie costera del Pacífico, cuya utilización se complementaría muy bien con la de los dos grandes embalses naturales de los lagos Amatitlán y Atitlán, favorablemente ubicados con respecto a los centros de consumo de las ciudades de Guatemala y de Quezaltenango.

1. CAPACIDAD DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

a) Centrales generadoras. Unas 180 localidades cuentan en la actualidad con servicio eléctrico. En su mayor parte, estas poblaciones están abastecidas por centrales generadoras aisladas de muy pequeña capacidad que dan sólo un servicio parcial, de 12 horas o menos, para consumo en alumbrado. Muchas de estas plantas trabajan a plena capacidad y no alcanzan a satisfacer las demandas de las poblaciones servidas. Esto sucede, por

/lo demás

lo demás, en la propia región central y, particularmente, en la capital y en Quezaltenango, los dos centros más importantes del país, donde existe desde hace varios años un déficit apreciable de energía eléctrica.

Hay en la actualidad 55 centrales generadoras de servicio público de 30 KW o más, con una capacidad total instalada de cerca de 36.000 KW (cuadro 16). Se encuentran en construcción o instalación varias centrales con una capacidad combinada de alrededor de 8.000 KW, que entrarán en servicio en 1957, a saber:

La Castellana (ciudad de Guatemala) - 4 unidades diesel móviles de 1.000 KW cada una E.E. de Guatemala.

Zunil I - (río Samalá) - 1.200 KW Hidroeléctrica - Municipalidad de Quezaltenango - (construye el Departamento de Electrificación Nacional).

Río Hondo II - (Depto. de Zacapa) - 2.400 KW Hidroeléctrica - Propiedad del Estado - (construye el Departamento de Electrificación Nacional).

De acuerdo con las cifras del cuadro 16, la capacidad generadora de servicio público instalada en el país era en 1950 de 26.330 KW, o sea que en los últimos 6 años ha aumentado en un 36 por ciento, a 35.860 KW, cifra bastante baja, que está lejos de corresponder a las demandas reales de energía del país. La tasa de crecimiento medio anual en este período resulta de 5.1% y es la más baja observada en Centroamérica.

Atendiendo a la población del país, la capacidad generadora instalada en servicio público apenas alcanza en el presente a unos 11 watts por habitante, el índice más bajo en Centroamérica después de Honduras (5 watts por habitante).

/Cuadro 16

Cuadro 16

Guatemala: Centrales generadoras de servicio público
(30 KW o más)

Año	Hidroeléctrica		A vapor		Diesel		Total	
	No.	Cap. Inst. (KW)	No.	Cap. Inst. (KW)	No.	Cap. Inst. (KW)	No.	Cap. Inst. (KW)
1950	28	17.740	1	7.000	13	1.590	42	26.330
1951	29	18.140	1	7.000	14	1.690	44	26.830
1952	29	18.140	1	7.000	14	1.690	44	26.830
1953	30	18.180	1	7.000	14	1.690	45	26.870
1954	33	23.560	1	7.000	14	1.690	48	32.250
1955	35	23.810	1	7.000	15	1.720	51	32.530
1956	35	23.810	1	7.000	19	5.050	55	35.860

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional (Dirección General de Obras Públicas) y Empresa Eléctrica de Guatemala.

La mayor parte de las centrales y de la capacidad instalada es hidroeléctrica (67%) correspondiendo a las centrales a vapor un 20% y a las diesel un 13%. Existen además alrededor de 60 pequeñas plantas (de menos de 30 KW), no incluídas en el resumen anterior, con una capacidad total insignificante, que son en su mayoría diesel eléctricas.

En el cuadro 17 se ha hecho una clasificación de las centrales generadoras existentes de acuerdo con su tamaño. Como puede verse, de las 55 centrales en servicio, 38 tienen menos de 200 KW de capacidad y sólo una excede de 6.000 KW.

/Cuadro 17

Cuadro 17

Guatemala: Clasificación por tamaño de las centrales generadoras de servicio público (30 KW o más) - 1956

Capacidad Instalada KW	Hidroeléctrica No.	Hidroeléctrica Cap. Inst. KW	A vapor No.	A vapor Cap. Inst. KW	Diesel No.	Diesel Cap. Inst. KW	Total No.	Total Cap. Inst. KW
Menos 100	19	1.090	-	-	14	600	33	1.690
100 - 199	4	500	-	-	1	100	5	600
200 - 499	6	2.010	-	-	2	520	8	2.530
500 - 999	1	680	-	-	1	830	2	1.510
1.000 - 4.999	2	3.130	-	-	1	3.000	3	6.130
5.000 - 9.999	3	16.400	1	7.000	-	--	4	23.400
10.000 ó más	-		-	-	-	--	-	-
Total	35	23.810	1	7.000	19	5.050	55	35.860

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional (Dirección General de Obras Públicas) y Empresa Eléctrica de Guatemala.

En el cuadro 18 se da una lista de las centrales generadoras de servicio público más importantes actualmente en funcionamiento. Fuera de la Central Santa María de Jesús de la Empresa Hidroeléctrica del Estado, en el río Samalá (Depto. de Quezaltenango), las 5 centrales más importantes pertenecen a la Empresa Eléctrica de Guatemala.

Como se indica en el cuadro 19, más del 87 por ciento de la capacidad generadora instalada se encuentra en la región central (31.250 KW), correspondiendo la mayor parte a la zona de servicio de la Empresa Eléctrica de Guatemala (Guatemala-Antigua-Escuintla y poblaciones intermedias), cuyas centrales totalizan 23.170 KW de capacidad nominal.

/Cuadro 18

Cuadro 18

Guatemala: Centrales de servicio público más importantes, 1956

Nombre de Ubicación	Departamento	Propietario	Tipo de Central	Capacidad Inst. KW	Número Unidades
1. La Laguna	Guatemala	E.E. Guatemala	Vapor	7.000	2
2. El Salto	Escuintla	E.E. Guatemala	Hidro	5.500	2
3. San Luis	Escuintla	E.E. Guatemala	Hidro	5.000	2
4. Sta. Ma. Jesús	Quezaltenango	Hidroel. Estado	Hidro	5.900	3
5. La Castellana	Guatemala	E.E. Guatemala	Diesel	3.000	3
6. Palín	Escuintla	E.E. Guatemala	Hidro	1.630	3
7. Chimaltenango	Chimaltenango	Emilio Selle	Hidro	1.500	
8. Pto. Barrios	Izabal	Ayau y Cía.	Diesel	830	
9. Escuintla (El Modelo)	Escuintla	E.E. Guatemala	Hidro	680	2
10. Río Hondo	Zacapa	Municipalidad	Hidro	460	
11. San Sebastián		Municipalidad	Hidro	400	

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional (Dirección General de Obras Públicas) y Empresa Eléctrica de Guatemala.

Si se considera sólo el territorio de la región central, con una población actual (1956) de alrededor de 1 millón de habitantes 2/, la potencia instalada por habitante en esta área alcanza a unos 25 watts, índice que es aún extremadamente bajo, tratándose de la región más importante y poblada del país. El índice correspondiente al resto del país

2/ Estimada con base a los datos de la Dirección General de Estadística.

/resulta

resulta insignificante, poco más de 2 watts por habitante, que es como no contar con servicio eléctrico.

Cuadro 19

Guatemala: Localización de la capacidad generadora de servicio público. 1956

Región	Capacidad Instalada KW	%	Observaciones
1. Región Central (Guatemala-Quezaltenango)			
a) Zona E.E. Guatemala	23.170	64,7	Centrales de E.E. Guatemala únicamente
b) Resto de Región Cent.	8.080	22,5	Empresa Hidroeléctrica del Estado, Emilio Selle, Empresa Municipal Retalhuleu, etc.
Total Región Central	31.250	87,2	
2. Resto del país	4.610	12,8	Pto. Barrios, Río Hondo, San Sebastían, Coatepeque, Puerto San José, etc.
Total del país	35.860	100,0	

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional (Dirección General de Obras Públicas) y Empresa Eléctrica de Guatemala.

De acuerdo con un registro que lleva el Departamento de Electrificación Nacional de la Dirección de Obras Públicas, ha sido posible determinar también la capacidad instalada en plantas generadoras de servicio privado en el período 1950-1956 (cuadro 20). Esta alcanza en la actualidad a unos 10.200 KW, en un gran número de plantas, la mayoría de ínfima capacidad. Hay alrededor de 45 plantas de 30 KW o más, con una capacidad combinada de unos

/8.500 KW

8.500 KW. La central más importante es la de la Fábrica de Papel de los Cerritos (Depto. de Escuintla), con 1.000 KW a vapor.

En el cuadro 21 se muestran las principales centrales generadoras de servicio privado del país.

Cuadro 20

Guatemala: Capacidad generadora instalada en centrales de servicio privado.

Año	Capacidad Instalada KW	Indice
1950	7.000	100
1951	8.500	121
1952	9.200	131
1953	9.300	133
1954	9.400	134
1955	10.000	143
1956	10.200	146

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional.

En el cuadro 22 se resume la capacidad total instalada en centrales de servicio público y privado en el período 1950-1956. En la actualidad ésta alcanza unos 46.000 KW de los cuales un 78% corresponde a servicio público.

Esta proporción tenderá a aumentar en el futuro inmediato si se considera que en 1957 se agregarán alrededor de 8.000 KW en servicio público (ver pág. 80), mientras no hay información de que se

/encuentre

encuentre en construcción o en proyecto alguna planta de servicio privado de cierta importancia.

Cuadro 21

Guatemala: Centrales más importantes de servicio privado, 1956

Nombre o Ubicación	Departamento	Actividad o Propietario	Tipo de Central	Capacidad Instalada (KW)
1. Los Cerritos	Escuintla	Fca. de Papel	Vapor	1.000
2. Tiquisate a/	Escuintla	United Fruit Co.	Diesel	800
3. Palo Gordo	Suchitepéquez	Ingenio Azúcar	Vapor	800
4. Bananera	Izabal	United Fruit Co.	Diesel	600
5. Mishanco	Guatemala	Fca. Textil	Diesel	500
6. Quebradas	Izabal	Madera Laminada	Hidro	420
7. Finca Concepción	Escuintla	Ing. Azúcar y Café	Vapor	400
8. Puerto Santo Tomás	Izabal	Faenas Puerto	Diesel	400

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional.

a/ Esta planta da también servicio público al pueblo de Tiquisate (5.000 habitantes).

b) Transmisión y Distribución. Los principales sistemas de transmisión (de 20 KV o más) existentes son:

Sistema Empresa Eléctrica de Guatemala. Las diversas centrales de esta empresa ubicadas entre Escuintla y el lago Amatitlán (central térmica La Laguna) están interconectadas con una línea de 66 KV que trasmite la energía directamente a la ciudad de Guatemala. Desde un punto de esta línea en

/la Central

la Central de Palín, arranca una segunda línea de 66 KV hacia Antigua, que se prolonga hasta Guatemala. Esta queda pues doblemente alimentada por el anillo de 66 KV Palín-Guatemala-Antigua-Palín.

Cuadro 22

Guatemala: Capacidad generadora instalada en servicio público y privado

Año	Servicio Público (KW) a/	Servicio Privado (KW)	Total (KW)	Por ciento Serv. Púb.	Por ciento Serv. Priv.
1950	26.330	7.000	33.330	79	21
1951	26.830	8.500	35.330	76	24
1952	26.830	9.200	36.030	74	26
1953	26.870	9.300	36.170	74	26
1954	32.250	9.400	41.650	77	23
1955	32.530	10.000	42.530	77	23
1956	35.860	10.200	46.060	78	22

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional

a/ Excluídas las plantas de menos de 30 KW.

La longitud total de líneas de 66 KV alcanza a unos 100 Km. De acuerdo con las informaciones existentes, estas líneas están en buenas condiciones, aun cuando el tramo directo Palín-Guatemala está ya al límite de su capacidad de transporte.[3/]

Existen 9 subestaciones primarias con voltajes secundarios de 13,2, 4 y 2,4 KV para la alimentación de las tres ciudades principales

3/ Estudio de Fuerza Eléctrica-Región Central de Guatemala-Harza Engineering Co. Octubre de 1955.

/(Guatemala,

(Guatemala, Escuintla y Antigua) localidades menores y fábrica de cemento vecina a la capital. La capacidad total de estas subestaciones era a fines de 1955 de 23.000 KVA.[4/]

Sistema Empresa Hidroeléctrica del Estado (Zona de Quezaltenango). Tiene alrededor de 50 Km. de líneas de transmisión de 50 KV, que unen la central Santa María de Jesús con las subestaciones de Quezaltenango, hacia el norte y Mazatenango, al sur. La alimentación de las poblaciones que quedan al norte y este de Quezaltenango, se hace desde este último punto con líneas de 22 KV que alcanzan hasta Panajachel y Quiché, con una longitud total de unos 90 Km.

El resto de las alimentaciones es hecho en 4/2,3 KV.

Sistema Empresa Emilio Selle. Consta de una línea de 33 KV que une la central Pixcaya con Chimaltenango y Patzicía, con una longitud de 26 Km. El resto de las líneas alimentadoras de este sistema es de 2,4 KV.

Sistema Municipal Río Hondo-Zacapa. Consiste en una línea de 33 KV de aproximadamente 30 Km. de largo desde la central municipal de Río Hondo hasta Zacapa.

Cuando se termine la construcción de la central Río Hondo II (2.400 KW) de propiedad del Estado, la línea anterior se prolongará en unos 100 Km. hasta Chiquimula y Jalapa.

No es posible conocer las pérdidas de distribución, que darían una indicación del estado de las redes, ya que en la mayoría de los casos los consumos no tienen medidor y son sólo estimados. Por ejemplo, en 1955 alrededor del 25% de los consumidores de la Empresa Eléctrica de Guatemala no tenía

4/ Harza Engineering. Estudio citado.

/medidor;

medidor; asimismo, el 95% de los consumidores de la Empresa Hidroeléctrica del Estado y el 75% de los consumidores de la Empresa Emilio Selle son abastecidos sin medidor.

Por lo general, de acuerdo con las informaciones recogidas, aparte de la ciudad de Guatemala y algunas otras de las poblaciones servidas por la Empresa Eléctrica, las redes de distribución son deficientes, sea por su estado de conservación o por su capacidad inadecuada.

Aún la ciudad de Guatemala, donde ha existido una permanente restricción de consumos por falta de capacidad generadora, tiene sectores con muy pobre regulación de voltaje. Al permitirse la conexión de cocinas y otros artefactos domésticos mayores, autorizada recientemente con motivo de la instalación de nuevas unidades dieseléctricas, a mediados de 1956, la calidad del suministro tendrá que decaer si no se refuerzan y mejoran las instalaciones de distribución.

En Quezaltenango, la red distribuidora, alimentada parcialmente en 2,4 y en 13,2 KV, se encuentra en muy deficientes condiciones. Se ha iniciado recientemente la reconstrucción total de la red, con alimentación a 13,2 KV desde las dos subestaciones receptoras de las líneas de transmisión de Zunil I y de Santa María de Jesús.

2. PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

En el cuadro 23, se muestra la generación total de energía eléctrica destinada al servicio público desde 1950 hasta la estimada para 1956, con el detalle por tipo de generación: hidroeléctrica, a vapor y diesel. Según los datos del cuadro, la producción anual ha

/aumentado

aumentado en el período de 91 a 145 millones de KWH, con una tasa de crecimiento medio anual de 8.1%

Cuadro 23

Guatemala: Producción de energía eléctrica. Servicio público
(Millones de KWH)

Año	Hidroeléctrica	A vapor a/	Diesel	Total
1950	71,0	17,0	3,0	91,0
1951	75,5	23,0	3,5	102,0
1952	80,0	26,5	3,5	110,0
1953	82,0	31,0	4,0	117,0
1954	89,0	30,0	5,0	124,0
1955	100,0	28,0	6,0	134,0
1956	106,0	31,0	8,0	145,0

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional, E.E. de Guatemala. Empresa Eléctrica del Estado.

a/ Central La Laguna de la E.E. de Guatemala, redondeada al medio millón para concordar con el resto de la producción, que es en parte estimada.

Como puede observarse, el 73% de la generación actual es hidroeléctrica, mientras la generación a vapor representa el 21% y la diesel aproximadamente el 6%.

El índice de producción anual por habitante es muy bajo y apenas ha variado de 33 KWH en 1950 (2,79 millones de habitantes) a 43 KWH en 1956 (3,35 millones de habitantes).

/De acuerdo

De acuerdo con la distribución geográfica de la capacidad generadora, cerca del 90% de la producción total de energía eléctrica de servicio público corresponde a la región central, y dentro de ésta, la mayor parte a la Empresa Eléctrica de Guatemala, que sirve a la zona de la ciudad de Guatemala y sus alrededores (cuadro 24).

Cuadro 24

Guatemala: Producción de energía eléctrica. Servicio público
(Millones de KWH)

Año	Región Central			Resto del País	Total del País
	E.E. Guatemala	Otras Empresas a/	Total		
1950	70,2	10,3	80,5	10,5	91,0
1951	78,6	11,9	90,5	11,5	102,0
1952	84,5	13,5	98,0	12,0	110,0
1953	89,7	14,3	104,0	13,0	117,0
1954	93,7	15,3	109,0	15,0	124,0
1955	101,0	17,0	118,0	16,0	134,0
1956 (Est)	109,0	19,0	128,0	17,0	145,0

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional, E.E. de Guatemala Empresa Eléctrica del Estado.

a/ Datos de la Empresa Hidroeléctrica del Estado y Empresa Emilio Selle; estimación para el resto de la región central (Retalhuleu, Mazatenango, Tiquisate, etc.).

Aparte de las tres empresas principales de la región central, que representan más del 85% del total, la producción de energía en el resto de las centrales del país ha sido estimada de acuerdo con las informaciones y estudios hechos por el Departamento de Electrificación

/Nacional

Nacional de la Dirección de Obras Públicas. No existe un organismo que recoja o controle esta información en forma regular. La Dirección General de Estadística hizo en 1953 un censo de la industria eléctrica; pero los datos de producción recogidos son incompletos, ya que la mayor parte de las empresas pequeñas no suministraron esta información.

Tampoco hay datos sobre la producción de las centrales de servicio privado, cuya capacidad instalada se estima en 1956 en unos 10.200 KW. Sólo para fines de comparación y tomando como base a la capacidad instalada y el destino de la energía generada (ingenios de azúcar y beneficios de café sólo tienen consumo de temporada, de 4 a 6 meses en el año), se hace una estimación en el cuadro 25.

Cuadro 25

Guatemala: Producción de energía eléctrica servicio público y privado (Estimación)

Año	Millones de KWH			Por ciento	
	Serv. Público	Serv. Privado	Total	Serv. Público	Serv. Privado
1950	91,0	25,0	116,0	78	22
1951	102,0	28,0	130,0	79	21
1952	110,0	34,0	144,0	76	24
1953	117,0	36,0	153,0	77	23
1954	124,0	38,0	162,0	77	23
1955	134,0	40,0	174,0	77	23
1956	145,0	43,0	188,0	77	23

Fuente: Departamento de Electrificación Nacional

/La mayor parte

La mayor parte de la generación de servicio privado es térmica, a vapor (ingenios de azúcar y fábrica de papel) o diesel (compañías bananeras y algunas industrias textiles).

3. SUMINISTRO Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Como se ha indicado, alrededor de 180 poblaciones del país cuentan con servicio eléctrico, si bien las dos terceras partes sólo tienen servicio parcial de algunas horas diarias (6 a 12 hs.) para uso de alumbrado principalmente.

Las ciudades más importantes y la mayoría de los pueblos de la región central Guatemala-Quezaltenango, reciben energía eléctrica de cuatro empresas principales (E.E. de Guatemala, Hidroeléctrica del Estado, Emilio Selle y Municipal de Quezaltenango). Las demás poblaciones en la región central y en el resto del país, están abastecidas por empresas locales, en su mayoría municipales.

La población total de las localidades que cuentan con servicio eléctrico, parcial o de 24 horas, se estima en la actualidad en unos 850 a 900 mil habitantes. Prácticamente no existe distribución rural para consumo agrícola.

Por las razones indicadas anteriormente en este informe no es posible obtener, a menos que se haga una encuesta especial, las cifras relativas al número de consumidores, energía consumida y entradas por venta de energía, excepto para las cuatro empresas principales de la región central. Sin embargo, el resto de empresas del país representa una proporción tan pequeña (alrededor del 10%) del total en

/cuanto

cuanto a producción y consumo, que las cifras correspondientes se pueden estimar con suficiente aproximación para una estadística nacional.

Para el número de consumidores y entradas por venta de energía se cuenta con los datos de las empresas principales, las estimaciones del Departamento de Electrificación Nacional y las cifras del censo de la industria eléctrica hecho por la Dirección General de Estadística en 1953, que en este aspecto es suficientemente completo.

En cuanto a energía consumida, con excepción de la Empresa Eléctrica de Guatemala, las demás empresas sólo tienen estimaciones. En el caso de la Hidroeléctrica del Estado, su estimación de consumo es incluso inadecuada, pues no guarda relación con los datos de generación.

Partiendo de los antecedentes y cálculos del Departamento de Electrificación Nacional, para determinar el monto de la energía consumida, se ha supuesto en todos esos casos un promedio de pérdidas de distribución de un 25%. Se ha mencionado anteriormente la imposibilidad de conocer con mucha aproximación la energía consumida en vista de que, con excepción de la Empresa Eléctrica de Guatemala, la gran mayoría de los consumidores eléctricos no tiene medidor.

Para la determinación de las entradas por venta de energía de las empresas menores, de las que se carece de datos, se ha estimado, de acuerdo con las informaciones del Departamento de Electrificación Nacional, un precio medio de venta de 3,25 centavos de quetzal por KWH.

Con los datos de las empresas principales y las estimaciones hechas para el resto, se ha preparado el cuadro 26, que resume para todo el país las cifras de consumidores, consumo de energía y entradas por venta en el período 1950-1956.

/Cuadro 26

Cuadro 26

Guatemala: Consumidores y ventas de energía eléctrica.
(Parcialmente estimados)

Año	Número de Consumidores a/	Energía Consumida (Millones KWH)	Entradas por venta de energía (Millones de quetzales)	Consumo medio anual por consumidor (KWH)	Entrada media por (KWH) (Ctvs. Quetzal)	(Ctvs. dolar) b/
1950	54.000	73,0	2,52	1.350	3,46	3,46
1951	58.000	82,0	2,78	1.410	3,40	3,40
1952	62.000	90,0	3,07	1.450	3,42	3,42
1953	66.000	96,0	3,33	1.460	3,46	3,46
1954	70.000	101,0	3,60	1.440	3,55	3,55
1955	74.000	109,0	3,90	1.470	3,58	3,58
1956	78.500	121,0	4,33	1.540	3,57	3,57

Fuente: Empresas Eléctricas y Dirección General de Estadística.

a/ Promedio anual

b/ Equivalencia: 1 dolar = 1 quetzal.

El número total de consumidores ha aumentado de unos 54.000 en 1950 a unos 78.500 en 1956, con un incremento medio de alrededor de 4.000 consumidores por año. De acuerdo con los datos del censo de 1950 la población de todas las localidades que contaban con servicio eléctrico alcanzaba a unos 700.000 habitantes, de modo que había una densidad de un consumidor por cada 13 habitantes. En 1956, con una población estimada en 870.000 habitantes en las áreas servidas, este índice resulta de 11 habitantes por consumidor.

/Como en las

Como en las poblaciones servidas por la E.E. de Guatemala (Guatemala-Escuintla, Antigua, etc., con unos 390.000 habitantes en 1956), la densidad es de un consumidor por cada 8 habitantes, resulta que en el resto de las localidades del país que cuentan con servicio eléctrico, la densidad es de apenas un consumidor por cada 16 habitantes. Esto indica que, en promedio, en estas poblaciones unas dos terceras partes de las viviendas no están conectadas a la red de servicio público.

En otras palabras, para alcanzar una densidad de consumidores semejante a la de la zona servida por la E.E. de Guatemala, que es más bien modesta[5/], tendría que duplicarse (de unos 30.000 a 60.000) el número de consumidores del resto de las empresas del país.

El consumo total de energía en el período 1950-1956 ha aumentado de 73 millones de KWH a unos 121 millones de KWH. Este aumento se debe principalmente al incremento del número de consumidores, ya que el consumo medio por consumidor ha aumentado muy poco en el período, de 1.350 a 1.540 KWH anuales (14%). Si se exluye la zona de la E.E. de Guatemala, en el resto del país el consumo medio anual por consumidor habrá subido de 750 KWH en 1950 a 890 KWH en 1956 (17%).

Como puede observarse en el cuadro 26 el precio medio de venta de la energía no ha tenido variación prácticamente desde 1950 hasta la fecha. Este precio medio de alrededor de 3,5 centavos de quetzal por KWH no parece elevado si se considera el nivel relativamente bajo de consumos, el escaso número de consumidores en numerosas empresas pequeñas, y el hecho de que cerca del 30% de la generación es térmica (cuadro 23). Existen sin embargo,

5/ En la zona central de Costa Rica el índice es de alrededor de 6 habitantes por consumidor en 1956.

/como se verá

los cuales quedará caducado. Por consiguiente a este contrato le quedan todavía 17 años de vida, ampliables a 22 años.

Naturalmente, la Empresa no cobra las tarifas máximas fijadas en el contrato. Con los precios vigentes su rentabilidad fluctúa entre un 10 y 12% según sea el activo o capital inmovilizado base que se acepte (hay diversas estimaciones).

Si bien el contrato no impone específicamente a la Compañía la obligación de atender adecuadamente las demandas de energía de sus consumidores, esta condición elemental de una empresa de utilidad pública debiera sobreentenderse como obligación inherente a la concesión de servicio, máxime tratándose de una compañía que abastece a la zona más importante del país y que obtiene una retribución adecuada sobre sus inversiones.

Según las informaciones obtenidas, la Empresa Eléctrica de Guatemala está de acuerdo en modificar el contrato vigente, en el sentido de regularizar las disposiciones relativas a la fijación y control de las tarifas y la rentabilidad de sus inversiones; pero al mismo tiempo desea obtener franquicias adicionales junto con una extensión de la vigencia del contrato. La solución técnica del problema de falta de capacidad generadora en esta zona está, a juicio de los especialistas, en el desarrollo del proyecto hidroeléctrico de Marinalá. La decisión de llevarlo a cabo, sea por la E.E. de Guatemala o por otra entidad, estatal o particular, depende en estos momentos de las autoridades gubernamentales. Mientras tanto, la escasez de energía eléctrica en la zona se vuelve cada vez más grave.

/A fines de

A fines de 1955 se estimaba que solamente en la ciudad de Guatemala existía un déficit de potencia del orden de 10,000 KW[6/], lo que representaba el 50% de la capacidad generadora de la Empresa.

La consideración de este problema que es de vital importancia para el país, se relaciona con las materias de política eléctrica del Gobierno de Guatemala, a que se hará referencia más adelante.

b) Empresa Hidroeléctrica del Estado. Esta es una empresa estatal, dependiente del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas, que opera la central hidroeléctrica Santa María de Jesús, con 5.900 KW instalados, en el Río Samalá (Departamento de Quezaltenango).

Esta empresa suministra energía en alta tensión a la Municipalidad de Quezaltenango para la distribución en esta ciudad, y hace además la distribución en 32 poblaciones en los Departamentos de Quezaltenango, Suchitepéquez, Totonicapán y Sclolá, alimentados desde la Central Santa María Jesús con líneas de 50 KV y 22 KV.

El total de consumidores servidos directamente por esta empresa alcanza a cerca de 5.000 en 1956, el 95% de los cuales no tiene medidor.

La producción estimada para este año en la Central Santa María es de unos 12 millones de KWH, con una demanda máxima en la central de alrededor de 2.300 KW.

A juzgar por las memorias examinadas, las condiciones de operación de esta empresa parecen muy deficientes. Con una capacidad instalada de 5.900 KW. (3 unidades), de los cuales se estima como mínimo firme unos 4.500 KW, la demanda máxima en la central apenas alcanza a unos 2.300 KW, mientras

6/ Harza Engineering Co. Estudio de Fuerza Eléctrica, Región Central de Guatemala

/la ciudad de

la ciudad de Quezaltenango, que compra energía a esta empresa, está limitada en sus compras y no puede atender sus demandas.

La Empresa no tiene una estimación adecuada de los consumos de energía que atiende; en cambio prepara mensualmente un detallado informe en que se indica hasta el último artefacto doméstico y foco de luz instalado en cada uno de los 32 pueblos abastecidos.

De acuerdo con las cifras de entradas de explotación y basándose en una estimación de la energía vendida, la entrada media por KWH debe fluctuar entre 2,2 y 2,5 centavos de quetzal.

c) Empresa Emilio Selle. Esta empresa abastece dos zonas:

Departamento de Chimaltenango, donde opera la central hidroeléctrica Pixcaya, de 1.500 KW, y sirve a Chimaltenango y 16 poblaciones menores, con alrededor de 1.650 consumidores. La producción de energía de esta central se estima para 1956 en unos 3,2 millones de KWH y la energía vendida, en unos 2,5 millones de KWH (sólo un 25% de los consumidores tiene medidor).

Puerto de San José (Depto. de Escuintla), abastecido por una central diesel de 305 KW, con una producción muy baja (450.000 KWH para 1956) y menos de 400 consumidores.

d) Empresa Municipal de Quezaltenango. Esta empresa adquiere la energía a la Empresa Hidroeléctrica del Estado, para distribuirla en la ciudad de Quezaltenango. Tiene en la actualidad unos 6.000 consumidores, cuyo consumo total se estima para 1956 en unos 4 millones de KWH.

/Esta empresa

La empresa tiene actualmente alrededor de 15 tarifas diferentes, que comprenden, aparte de los consumos de alumbrado sin medidor, los consumos residenciales menores y mayores, comerciales e industriales, y una serie de consumos especiales de hoteles, cines, fábricas de hielo, alumbrado público y bombeo de agua.

La multiplicidad de tarifas es confusa y resulta en diferencias apreciables de precios para consumos similares acogidos a tarifas diferentes. Por ejemplo, un consumidor residencial sujeto a la tarifa residencial "sin artefactos mayores", con un consumo mensual de 110 KWH paga una factura de 6,50 quetzales (5,9 ctvs. por KWH) mientras un consumidor acogido a la tarifa residencial "con artefactos mayores" pagando el mínimo mensual de 6,50 quetzales tiene derecho a consumir 200 KWH (3,2 ctvs. por KWH). Algo parecido ocurre con las otras tarifas, en particular con algunas tarifas industriales especiales: mientras algunos consumos pagan 4 y 5 ctvs. por KWH, otros pagan entre 1,2 y 1,3 ctvs. por KWH[7/] sin que se justifiquen diferencias tan apreciables y existiendo la probabilidad de que estos últimos precios no cubran todos los costos del suministro.

La tarifa corriente de alumbrado residencial es una tarifa de bloques de precios descendentes, de 8 ctvs. por KWH para los primeros 20 KWH, a 5 ctvs. por KWH, para el exceso sobre 30 KWH. El mínimo mensual es de 1,60 quetzal (20 KWH).

La tarifa de alumbrado comercial contiene un cargo por servicio de 0,75 quetzales al mes, más un pago por energía en dos bloques: 8 ctvs. por KWH por los primeros 165 KWH, y 5 ctvs. por el exceso. Aparentemente el mínimo mensual es el cargo por servicio.

7/ Harza Engineering, estudio citado.

/Las diversas

Las diversas tarifas de fuerza motriz (para diferentes niveles de carga conectada) son una combinación de tarifa de dos cargos (demanda y energía) con tarifa de factor de carga o wright, que se aplica a los bloques iniciales de energía.

La redacción de las numerosas tarifas, y en especial las de fuerza motriz, es complicada, y dificulta su interpretación por parte de los consumidores.

Los consumos de gobierno y municipalidades se facturan con las tarifas normales, pero con descuentos diversos que fluctúan entre un 20 y un 40%.

Puede afirmarse, en resumen, con respecto a la E.E. de Guatemala, que la multiplicidad, complejidad y corte de las tarifas deja mucho que desear y requiere una drástica revisión, que impida la práctica actual de cobrar precios muy diversos para consumos esencialmente semejantes. La propia compañía ha propuesto al gobierno la modificación de algunas tarifas, sin que se haya llegado hasta el momento a un acuerdo.

En el resto de las empresas del país, por las razones indicadas la gran mayoría de los consumos se facturan conforme a tarifas fijas, basadas en la carga conectada.

6. LEGISLACION ELECTRICA

No existe entidad reguladora alguna de la industria de suministro eléctrico. No existe, desde luego, una ley que regule el otorgamiento de concesiones de servicio público y las relaciones entre las empresas eléctricas, las autoridades y los consumidores.

/Como indica

Esta empresa tiene un fuerte déficit de energía por abastecer, estimado en un 40% del consumo presente, y no puede adquirirlo de la Empresa Hidroeléctrica del Estado, que sostiene no tener disponibilidades. Para suplir esta deficiencia, el Departamento de Electrificación Nacional está construyendo por cuenta de la Municipalidad de Quezaltenango, la central hidroeléctrica de Zunil I de 1.200 KW en el río Samalá, que se espera entrará en servicio a comienzos de 1957. Esto permitirá prácticamente duplicar el abastecimiento de Quezaltenango y atender el déficit existente.

5. TARIFAS

Como se indicó, el nivel medio general de las tarifas eléctricas guarda relación con los costos de producción, que proviene de centrales generalmente pequeñas, muchas de ellas dieseleléctricas de alto costo de combustible.

Con excepción de la Empresa Eléctrica de Guatemala, la gran mayoría de los consumidores eléctricos en el país no tiene medidor. Los consumos son, pues, estimados y se facturan de acuerdo con tarifas fijas basadas en la potencia conectada.

En general, las tarifas fijas para consumos sin medidor tienen un cargo medio mensual de alrededor de 1 centavo de quetzal por watt conectado, con precios menores cuando existen consumos de fuerza motriz o de calefacción. Con estos cargos, el precio medio resultante puede estimarse entre unos 4 y 6 centavos por KWH.

En la E.E. de Guatemala alrededor del 25% de los consumidores (en su mayoría residenciales) no tiene medidor, y están sujetos a la tarifa fija, que se aplica sólo a consumos de alumbrado y, ocasionalmente, de radio.

/Para cualquier

Para cualquier otro consumo, o si la potencia conectada excede de 100 watts, el suministro se hace con medidor y se aplica la tarifa correspondiente.

En el cuadro 29 se muestra un detalle de las ventas de energía de la Empresa Eléctrica de Guatemala para 1955, clasificadas por tipo de consumo con los correspondientes precios medios resultantes. Dada la variedad de tarifas, los precios indicados en el cuadro para diferentes clases de consumo sólo tienen valor de comparación; pero no son representativos de un consumo determinado ya que abarcan una gama de precios diversos en cada clase.

Cuadro 29

Guatemala: Empresa eléctrica de Guatemala. Consumidores y ventas de energía. 1955.

Consumo	Número de Consumidores	Consumo de energía (Millones de KWH)	Entradas por venta de energía (Millones de quetzales)	Consumo medio anual por consumidor (KWH)	Precio medio Ctvs. quetzal	por KWH Ctvs. de dólar a/
Residencial	38.585	35,53	1,580	920	4,44	4,44
Comercial	5.281	13,24	0,670	2.510	5,05	5,05
Industrial	763	27,23	0,650	35.500	2,39	2,39
Municipalidades b/ y gobierno	627	8,80	0,220	13,800	2,50	2,50
Total	46.256	84,80	3,120	52.730	3,68	3,68

Fuente: E.E. de Guatemala

a/ Equivalencia 1 dólar = 1 quetzal.
b/ Incluye alumbrado público.

/La empresa

La empresa tiene actualmente alrededor de 15 tarifas diferentes, que comprenden, aparte de los consumos de alumbrado sin medidor, los consumos residenciales menores y mayores, comerciales e industriales, y una serie de consumos especiales de hoteles, cines, fábricas de hielo, alumbrado público y bombeo de agua.

La multiplicidad de tarifas es confusa y resulta en diferencias apreciables de precios para consumos similares acogidos a tarifas diferentes. Por ejemplo, un consumidor residencial sujeto a la tarifa residencial "sin artefactos mayores", con un consumo mensual de 110 KWH paga una factura de 6,50 quetzales (5,9 ctvs. por KWH) mientras un consumidor acogido a la tarifa residencial "con artefactos mayores" pagando el mínimo mensual de 6,50 quetzales tiene derecho a consumir 200 KWH (3,2 ctvs. por KWH). Algo parecido ocurre con las otras tarifas, en particular con algunas tarifas industriales especiales: mientras algunos consumos pagan 4 y 5 ctvs. por KWH, otros pagan entre 1,2 y 1,3 ctvs. por KWH[7/] sin que se justifiquen diferencias tan apreciables y existiendo la probabilidad de que estos últimos precios no cubran todos los costos del suministro.

La tarifa corriente de alumbrado residencial es una tarifa de bloques de precios descendentes, de 8 ctvs. por KWH para los primeros 20 KWH, a 5 ctvs. por KWH, para el exceso sobre 30 KWH. El mínimo mensual es de 1,60 quetzal (20 KWH).

La tarifa de alumbrado comercial contiene un cargo por servicio de 0,75 quetzales al mes, más un pago por energía en dos bloques: 8 ctvs. por KWH por los primeros 165 KWH, y 5 ctvs. por el exceso. Aparentemente el mínimo mensual es el cargo por servicio.

7/ Harza Engineering, estudio citado.

/Las diversas

Las diversas tarifas de fuerza motriz (para diferentes niveles de carga conectada) son una combinación de tarifa de dos cargos (demanda y energía) con tarifa de factor de carga o wright, que se aplica a los bloques iniciales de energía.

La redacción de las numerosas tarifas, y en especial las de fuerza motriz, es complicada, y dificulta su interpretación por parte de los consumidores.

Los consumos de gobierno y municipalidades se facturan con las tarifas normales, pero con descuentos diversos que fluctúan entre un 20 y un 40%.

Puede afirmarse, en resumen, con respecto a la E.E. de Guatemala, que la multiplicidad, complejidad y corte de las tarifas deja mucho que desear y requiere una drástica revisión, que impida la práctica actual de cobrar precios muy diversos para consumos esencialmente semejantes. La propia compañía ha propuesto al gobierno la modificación de algunas tarifas, sin que se haya llegado hasta el momento a un acuerdo.

En el resto de las empresas del país, por las razones indicadas la gran mayoría de los consumos se facturan conforme a tarifas fijas, basadas en la carga conectada.

6. LEGISLACION ELECTRICA

No existe entidad reguladora alguna de la industria de suministro eléctrico. No existe, desde luego, una ley que regule el otorgamiento de concesiones de servicio público y las relaciones entre las empresas eléctricas, las autoridades y los consumidores.

/Como indica

Como indica Harza en su "Estudio de Fuerza Eléctrica", ninguna dependencia del gobierno tiene a su cargo la responsabilidad ni la autoridad específica para establecer e imponer normas de servicio público en lo concerniente a tarifas o servicio.

Esta es una de las fallas principales del régimen de los servicios eléctricos, que en el caso de la Empresa Eléctrica de Guatemala se rigen por un contrato incompleto y falto de precisión y, que no se complementa con disposición legal alguna relativa al suministro de energía eléctrica.

En el resto del país, las empresas particulares operan generalmente a base de un contrato con la municipalidad local, contrato que debe ser aprobado por el Ministerio de Gobernación. No hay normas determinadas para la revisión de estos contratos, que se aprueban en general sin observaciones.

No hay tampoco oficina alguna con atribuciones para recoger periódicamente los datos estadísticos de las empresas, salvo la Dirección General de Estadística, que sólo tiene una información parcial. Por su parte, el Departamento de Electrificación Nacional por propia iniciativa mantiene un registro bastante completo de las centrales eléctricas de servicio público y privado del país; pero no puede obtener datos de producción, consumo y costos de la energía eléctrica, ya que no tiene atribuciones para ello.

Se ha estado discutiendo la necesidad de crear una Comisión de Servicios Públicos que controlaría todas las actividades de utilidad pública, incluyendo transportes, comunicaciones y energía eléctrica proyecto muy amplio que hasta el momento no se ha materializado.

/7. PREVISION

7. PREVISION DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA ELECTRICA

Para el estudio del mercado de energía eléctrica y la previsión de las demandas futuras, es necesario considerar separadamente la región central, y dentro de ésta la Zona de Guatemala, y el resto del país.

a) Región Central: Zona de la E.E. de Guatemala. Se han hecho diversas estimaciones de las demandas de energía de esta zona, tanto por el Departamento de Electrificación Nacional, como por algunas firmas de ingenieros consultores y por la propia Empresa Eléctrica de Guatemala.

La firma Harza Engineering Corp. en su "Estudio de Fuerza Eléctrica, Región Central de Guatemala" 8/, de octubre de 1955, hizo una detallada estimación de los déficit de potencia de está zona, llegando a la conclusión de que sólo en la ciudad de Guatemala había una restricción de demanda a fines de 1955 del orden de 10.000 KW, o sea igual al 50% de la capacidad total instalada en esa fecha por la E.E. de Guatemala.

La demanda máxima en el sistema de la empresa ha cubierto la capacidad de las centrales generadoras en los últimos años, de modo que es muy probable que en el resto de las localidades servidas exista un déficit proporcional de abastecimiento. Suponiendo que éste represente aproximadamente un 10% del de la capital, el déficit total de esta zona sería de unos 11,000 KW, que sumado a la demanda efectiva que la empresa tenía ese año (19,300 KW), daría una demanda máxima corregida de unos 30.000 KW para 1955.

8/ En el Estudio de Harza se denomina Región Central a lo que en este estudio se llama zona de la E.E. de Guatemala.

/Harza parte

Harza parte de una estimación de 28.000 KW de demanda para 1955 y, basándose en el incremento de la demanda habido entre 1945 y 1952-53, de 11,7% por año, prolonga esta tendencia hasta 1965. Se obtiene para 1960 una demanda máxima de 48.000 KW, y, para 1965, una de 81.000 KW; se supone que el factor de carga anual del sistema es a lo largo de todo el período de 45%.

Partiendo de la estimación del déficit de demanda de 11.000 KW para fines de 1955, y tomando en cuenta el incremento para 1956, puede evaluarse la demanda máxima potencial en este año en unos 32 a 33.000 KW, de existir un abastecimiento normal. Esta cifra es ligeramente superior a la estimación de Harza, que sólo consideró la deficiencia en la ciudad de Guatemala.

En el segundo semestre de 1956 la Empresa Eléctrica instaló 3 unidades diesel, con 3.000 KW de capacidad, llegando a una capacidad total de 23.170 KW. La demanda máxima del sistema para 1956 cubrirá prácticamente esta capacidad; de modo que puede decirse que el déficit de potencia alcanza en la actualidad de unos 9 a 10.000 KW.

El déficit actual se manifiesta en una limitación del número de consumidores, en una restricción de consumos, tanto residenciales como industriales, en un nivel muy bajo de alumbrado público y en voltaje irregular.

De existir un abastecimiento normal, sin restricciones, se estima que el sistema de la Empresa habría contado en 1956 con unos 50.000 consumidores (actual 48.200) y un consumo medio anual por consumidor de 2.250 KWH (actual 1.950 KWH), lo que con una pérdida global de transmisión y distribución de 18% [9/], daría una producción total de 138 millones de KWH (actual 109

9/ Este por ciento de pérdidas parece más real que el indicado en el cuadro 26 (15 a 16%) para los últimos años. Aparentemente las pérdidas de transmisión distribución han sido subestimadas por la compañía, como consecuencia de una sobreestimación de los consumos sin medidor.

/millones.)

millones.) Con un factor de carga medio anual de 47%,[10] que es ligeramente alto, la demanda del sistema de la Empresa sería de 33.500 KW.

Partiendo de estas cifras y tomando en cuenta, a) el crecimiento probable de población hasta 1965, b) un incremento prudente de la densidad de consumidores hasta alcanzar un índice de 6,8 habitantes por consumidor, y c) aumento medio del consumo unitario de alrededor de un 5% anual,[11] puede estimarse para 1960 una producción de 198 millones de KWH con una demanda máxima de 48.000 KW y, para 1965, 317 millones de KWH y una demanda de 77.000 KW. La demanda máxima así prevista para 1960 es igual, mientras la del año 1965 es algo más baja, que la estimada por Harza Engineering. En todo caso ambas estimaciones deben considerarse conservadoras.

En el cuadro 30 se resumen las estimaciones para el período 1956-1965, basadas en los supuestos mencionados más arriba, junto con las cifras efectivas correspondientes a los años 1950, 1955 y 1956.

De acuerdo con las cifras del cuadro 30, la demanda por habitante en la Zona de la Empresa que hoy es de 59 watts llegaría en 1960 a 110 watts y en 1965, a 153 watts.

b) Región Central: Zonas Quezaltenango y Chimaltenango. Se designa por zona Quezaltenango en este estudio al sector occidental de la región central; esto es, al área probable que podría ser abastecida por los desarrollos hidroeléctricos iniciales en el río Samalá (en servicio, en construcción o en proyecto). Corresponde en parte a la denominada Zona VII por el Departamento de Electrificación Nacional.

10/ En el presente año, con demanda restringida será de un 54%. Harza estima normal un 45%

11/ En el período 1950-1956, con restricciones del suministro y tarifas inadecuadas, ha habido un aumento medio de 2% en el consumo unitario.

/Los centros

Los centros poblados principales en esta zona son Quezaltenango, Mazatenango, Retalhuleu, Totonicapán, Sololá y Santiago Atitlán. La población total de estas localidades y demás pueblos menores del área considerada (algunos aún sin servicio eléctrico) puede estimarse en unos 130.000 habitantes de los cuales alrededor de 35.000 corresponden a la ciudad de Quezaltenango y alrededores.

Cuadro 30

Guatemala: Prevision de demandas máximas y producción sistema E.E. de Guatemala

Año	Población (Miles habitantes	Densidad (Habitantes por consumidor	Número de consumidores (Miles)	Consumo medio anual (KWH)	Consumo total (Millones KWH)	Producción anual b/ (Millones KWH)	Demanda Máxima sistema c/ (KWH)	Demanda Máxima Watts por habitante)
1950	332	10,0	33,4	1.720	57,3	70	14.000	42
1955	381	8,4	45,2	1.870	84,8	101	19.300	51
1956	392	8,1	48,2	1.950	94,0	109	23.000	59
1956 a/	392	7,8	50,0	2.250	113,0	138	33.500	85
1958	414	7,6	54,5	2,480	135,0	164	40.000	97
1960	438	7,4	59,2	2.750	163,0	198	48.000	110
1962	462	7,1	65,0	3.050	198,0	241	58.600	127
1964	488	6,9	71,0	3.350	237,0	290	70.000	144
1965	503	6,8	74,0	3.520	260,0	317	77.000	153

Fuente: Estimaciones del autor.

a/ Ajustado, supuesto un abastecimiento normal sin restricciones.
b/ Se supone a partir de 1956 un 18% de pérdidas de transmisión, distribución, etc.
c/ A base de un factor de carga anual de 47% a contar de 1956.

/A falta de

A falta de datos más completos sólo puede hacerse una estimación derivada de la capacidad instalada y de la demanda máxima de la central Santa María de Jesús, que sirve actualmente a la mayor parte de esta zona, incluso la ciudad de Quezaltenango. Aparentemente, la demanda máxima por habitante en los pueblos servidos no alcanza en promedio a 25 watts en la actualidad, con un servicio restringido.[12/] Esto se deriva de una demanda máxima combinada en esta área estimada en unos 3.300 a 3.500 KW, de los cuales 2.300 KW corresponden a la Empresa Hidroeléctrica del Estado.

Partiendo de la población estimada actual de alrededor de 130.000 habitantes, con un crecimiento medio de 2,5% al año, y suponiendo que la demanda por habitante vaya en aumento hasta unos 60 watts en 1960 y 80 watts en 1965, las demandas por abastecer en esta zona serían, respectivamente, de 10.000 y 16.000 KW en esos años. Si se considera esta zona ampliada, incluyendo Coatepeque, San Marcos, Santa Cruz de Quiché y pueblos menores intermedios, puede admitirse que la demanda total llegará en 1965 de unos 18 a 20.000 KW. Dentro de los niveles de consumo considerados tendrá indudablemente mucho mayor influencia la instalación de cualquiera nueva industria de cierta importancia, que no es posible prever por ahora.

En el sector de Chimaltenango, ubicado entre las zonas de la E.E. de Guatemala y de Quezaltenango, servido por la empresa E. Selle, con una capacidad actual de 1.500 KW, puede preverse como mínimo un

12/ La Empresa Municipal de Quezaltenango estima que al contarse con mayor capacidad generadora (Zunil I, en construcción) el consumo aumentaría de inmediato en un 40%.

/un aumento

aumento de las necesidades de potencia del orden de 1.000 KW en el período 1957-1965.

En resumen, la demanda total de la región central, excluída la zona de la E.E. de Guatemala, en condiciones adecuadas de abastecimiento, alcanzaría hacia 1965 unos 22.000 KW.

Seguramente, si se desarrolla un programa coordinado de electrificación, antes del término del período 1957-1965 se habrá alcanzado la interconexión de las zonas de Quezaltenango y Chimaltenango con la Empresa Eléctrica de Guatemala.

c) Resto del país. Fuera de la región central, la población de las localidades que cuentan hoy con servicio eléctrico (de algunas horas en su mayoría) se estima en unos 300.000 habitantes. La potencia total instalada en servicio público, y aproximadamente la demanda máxima combinada, no alcanza en el presente a 5.000 KW. La demanda por habitante en las localidades abastecidas es, por consiguiente, de apenas unos 17 watts.

Sin tomar en cuenta nuevas localidades por abastecer, para tener una demanda de por lo menos unos 30 watts por habitante en los pueblos actualmente servidos, se necesitarían como mínimo unos 5.000 KW adicionales de capacidad generadora.

Partiendo de una demanda así ajustada, de unos 10.000 KW y estimando un crecimiento acumulativo de alrededor de 10% anual se llegaría a una demanda global de unos 24.000 KW para 1965.

En resumen, fuera de la región central, para el abastecimiento de las poblaciones del país que tienen servicio eléctrico, tendrán que instalarse gradualmente en el período 1957-1965, unos 20.000 KW de capacidad

/generadora

generadora adicional, cifra que aumentaría si se incluyen otras poblaciones que hoy no cuentan con energía eléctrica.

8. PROGRAMAS DE DESARROLLO

En la actualidad el problema más urgente que enfrenta el país en lo que respecta a abastecimiento de energía eléctrica, es el de la zona de la E.E. de Guatemala.

A juzgar por las informaciones, la solución técnica de este problema no ofrece mayores dificultades y ha sido ampliamente estudiada, con diversas alternativas, por el Departamento de Electrificación, por la Empresa Eléctrica de Guatemala, por la firma Westinghouse y, recientemente, por Harza Engineering Co. En definitiva, se recomienda la construcción de una central hidroeléctrica que captando las aguas en el río Michatoya, en Jurún, las vacíe al río Marinalá con una caída de alrededor de 650 metros, lo que permitiría instalar dos unidades con una capacidad total de 50.000 KW. Esta central de Marinalá quedaría ubicada a unos 40 Km. de la capital, y se interconectaría al sistema existente de la E.E. de Guatemala en la subestación de Palín.

El único inconveniente técnico que presenta este proyecto es que inutiliza las actuales centrales de San Luis y el Salto, de la E.E. de Guatemala, con una capacidad combinada de 10.500 KW. Estas centrales quedan aguas abajo de la bocatoma proyectada para Marinalá. Sin embargo, las determinaciones de costos hechas frente a otras alternativas, justifican la instalación de esta central. El proyecto

/requiere,

requiere, además, un aumento de la capacidad reguladora del lago Amatitlán, origen del río Michatoya, de 10 a 34 millones de metros cúbicos. 13/

El costo del proyecto completo es estimado por Harza en 12,9 millones de dólares. Otras estimaciones lo fijan en 10 millones de dólares.

Si la central se iniciara en 1957, la primera unidad de 25.000 KW podría entrar en servicio a fines de 1959.

En vista del lamentable atraso que ha sufrido este proyecto, frente a la escasez de capacidad existente, la E.E. de Guatemala ha instalado en 1956 tres unidades diesel móviles de 1.000 KW cada una y agregará en 1957, cuatro unidades adicionales del mismo tamaño. La situación de capacidad instalada en los próximos años, frente a las demandas previstas en la zona sería la expresada en el cuadro 31.

Cuadro 31

Guatemala: Demandas máximas y capacidad generadora zona E.E. de Guatemala (Región Central)

Año	Dem.Max. (KW)	Cap.Inst. (KW)	Déficit o Excedente (KW)	Observaciones
1956	33.500	23.200	-10.300	Capacidad instalada redondeada de 23.170 KW
1958	40.000	27.200	-12.800	
1960	48.000	66.700	18.700	Inst. Marinalá (50.000 KW) menos centrales San Luis y El Salto (10.500 KW)
1962	58.600	76.700	18.100	Inst. Los Esclavos (10.000 KW) en 1961
1964	70.000	76.700	6.700	
1965	77.000	76.700	- 300	Capacidad apenas suficiente para atender la demanda

Fuente: Datos recogidos por el autor.

13/ Harza Engineering.

/Como se vé,

Como se vé, a menos que se inicie de inmediato la construcción de la central Marinalá, y que se instale mientras tanto mayor capacidad generadora de emergencia, los déficit de potencia irán en aumento y serán considerables.

Además de Marinalá, en 1964 tendría que agregarse una capacidad mínima de 10.000 KW para atender un suministro normal hasta 1965. Esta deficiencia quedaría cubierta con la central hidroeléctrica de Los Esclavos que proyecta el Departamento de Electrificación Nacional, con una capacidad de alrededor de 10.000 KW en el río Los Esclavos, a unos 50 Km. al sureste de Guatemala. Se ha supuesto en el cuadro anterior que esta planta entrará en servicio en 1961, si su construcción se inicia en el curso de 1958, según el programa del Departamento de Electrificación.[14/]

La energía de esta Central se transmitiría directamente a Guatemala mediante una línea de 66 KV (aproximadamente 60 Km.).

Con la instalación de la central Los Esclavos se alcanzaría justamente a cubrir las necesidades del año 1965, sin reserva alguna, de modo que en 1966 debiera agregarse mayor capacidad generadora.

En resumen, el abastecimiento de la zona de la ciudad de Guatemala quedaría asegurado desde 1960 hasta 1965 con la ejecución de las centrales de Marinalá y Los Esclavos, siempre que al menos Marinalá se comience en 1957. Mientras tanto, hasta 1959 subsistirá e irá en aumento el déficit de energía.

14/ En el informe de la Misión de AAT (Doc. S/TAA/J Central America/R.1.) se indicaba ya que esta central se iniciaría en 1954 según el programa del Departamento de Electrificación.

/A pesar del

A pesar del tiempo transcurrido desde que se empezó a considerar el proyecto Marinalá y ante una situación cada vez más grave de escasez de energía eléctrica en la zona, el gobierno no ha tomado hasta el momento una decisión en el sentido de realizar por propia cuenta esta obra o permitir que la E.E. de Guatemala u otra entidad particular la construya. Es urgente adoptar cuanto antes las medidas oportunas para atender en forma adecuada las crecientes necesidades de la zona.

Para hacer frente a las necesidades del resto del país en materia eléctrica, en ausencia de intereses particulares, el Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas cuenta con dos agencias separadas. Por una parte está la Empresa Hidroeléctrica del Estado, dependiente directamente de ese Ministerio, que opera la central Santa María de Jesús y da servicio a un grupo numeroso de pueblos de la zona de Quezaltenango, según se ha explicado anteriormente.

Por otra parte existe el Departamento de Electrificación Nacional dependiente de la Dirección de Obras Públicas, dentro del mismo Ministerio. Este Departamento se ocupa de las necesidades eléctricas del país en general (fuera de las zonas de la E.E. de Guatemala y de la Hidroeléctrica del Estado), realiza estudios preliminares, programa, diseña y construye las obras de electrificación en las diversas zonas en que ha dividido el territorio nacional. Casi todas las obras han sido ejecutadas por cuenta de las respectivas municipalidades, quienes tienen a su cargo la explotación de los servicios. El Departamento no ejerce supervigilancia directa de las instalaciones en explotación, sino que asiste a las municipalidades en problemas técnicos cuando ellas lo solicitan.

/Hasta el

Hasta el presente el Departamento de Electrificación ha instalado gran número de pequeñas plantas, en su mayoría diesel eléctricas, repartidas en otras tantas localidades en todo el país.

Es posible que el total de las inversiones que representa esta multiplicidad de pequeñas soluciones parciales, y los gastos consiguientes de operación y mantenimiento, habrían justificado en muchos casos la instalación de centrales hidroeléctricas de mediana potencia que abastecieran a varios pueblos y zonas rurales intermedias, en áreas relativamente limitadas. La conservación de las numerosas plantas municipales es por lo general deficiente desde el punto de vista técnico haciendo precisa una frecuente atención de parte del Departamento de Electrificación. En estas condiciones, la vida útil de las instalaciones y su eficiencia de operación han de verse bastante reducidas en muchos casos.

El Departamento de Electrificación Nacional realiza en la actualidad investigaciones hidrológicas en las cuencas de los ríos Michatoya, Samalá, Motagua, Los Esclavos, Selequa superior, Cahabón superior y Ostúa, así como en el lago Atitlán. Tiene a la fecha 9 estaciones de aforos, que espera ampliar a 12 en 1957, al mismo tiempo que se trabaja en el levantamiento de perfiles longitudinales. La mayor parte de esta labor la ha iniciado el Departamento solo en los últimos tres años.

Casi todos los estudios de desarrollos hidroeléctricos del Departamento de Electrificación son hasta ahora de carácter preliminar. Basándose en ellos ha elaborado un programa de construcción de

/sistemas

sistemas regionales o locales para el período 1956-1960. La única obra en ejecución de este programa es la central hidroeléctrica de Río Hondo II en el Departamento de Zacapa.

La zona de Quezaltenango, con sus extensiones hacia el poniente y hacia Chimaltenango, donde se ha previsto una demanda de 10.000 a 12.000 KW para 1960 y unos 22.000 KW para 1965, puede ser abastecida en sus necesidades futuras con el desarrollo gradual de obras hidroeléctricas en el río Samalá. De acuerdo con los estudios preliminares del Departamento de Electrificación es posible desarrollar una capacidad final de más de 50.000 KW, en varias centrales en serie en el curso de este río.

Para atender las necesidades inmediatas en esta zona, el Departamento de Electrificación está terminando la construcción, por cuenta de la Municipalidad de Quezaltenango, de la Central Zunil I de 1.200 KW en el río Samalá, que entrará en servicio a comienzos de 1957, para suplementar el abastecimiento de la Ciudad de Quezaltenango, alimentada en la actualidad por la Empresa Hidroeléctrica del Estado.

Para hacer frente a las demandas futuras de la zona el Departamento de Electrificación proyecta iniciar en 1958 la central hidroeléctrica El Palmar con 12.000 KW instalados, que sería la primera de las obras importantes del programa de desarrollo proyectado por el Departamento en el río Samalá. Esta central, cuya iniciación estaba originalmente programada para 1956, podría terminarse en 1961, para interconectarse con las plantas de Santa María de Jesús (Hidroeléctrica del Estado) y Zunil I (Municipalidad de Quezaltenango), mediante un sistema de transmisión de 66 KV que cubriría toda la zona, con sus extensiones al poniente (Huehuetenango, San Marcos,

/Coatepeque)

Coatepeque) y hacia Chimaltenango, donde podría interconectarse con el sistema E. Selle.

En una etapa futura se construiría alguna de las otras centrales (Zunil II, Quenena, etc.) previstas en el río Samalá.

Sin perjuicio de lo anterior se prosiguen, con cierta lentitud, las investigaciones en el lago Atitlán, que ofrece buenas perspectivas para un desarrollo futuro, en operación combinada con las plantas de pasada del río Samalá y con las de la zona de Guatemala, cuya interconexión parece una etapa lógica hacia 1965, época en que esta última zona requerirá mayor capacidad generadora. Se cumpliría así la interconexión total de la región central del país.

Fuera de la región Central el Departamento de Electrificación construye actualmente en el Departamento de Zacapa la central hidroeléctrica Río Hondo II, con 2.400 KW instalados. Esta central, que entrará en operación a fines de 1957, se interconectará con otras plantas existentes (Río Hondo I, Santa Rosalía, etc.) y abastecerá a gran parte de las poblaciones de los departamentos de Zacapa y Chiquimula, con un sistema local de transmisión de 33 KV.

Como se ve, sólo ahora se comienza en forma parcial con el desarrollo de pequeños sistemas regionales, que han de constituir en el futuro los centros de consumo de un sistema interconectado, de mayor voltaje, que cubriría en toda su extensión la parte sur del país desde San Marcos hasta Chiquimula-Jutiapa.

Para otras zonas fuera de la Región Central existen proyectos hidroeléctricos, pero su ejecución está por ahora diferida: Cahabon

/(13.000 KW),

(13.000 KW), abastecería parte de los departamentos de Alta y Baja Verapaz; Río Bobos (4.000 KW), al oriente de Alta Verapaz, destinada al abastecimiento de las poblaciones del departamento de Izabal, hasta Puerto Barrios.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Guatemala es uno de los países mejor dotados de Centroamérica en cuanto a recursos de energía hidroeléctrica; sin embargo, éstos han sido apenas utilizados y su investigación es aún escasa.

Donde no ha habido iniciativas privadas para atender el servicio público, el gobierno ha diluído sus esfuerzos y recursos en una cantidad de pequeñas obras locales para el abastecimiento de poblaciones aisladas, en su mayoría a base de centrales dieseléctricas, que deben consumir combustible importado de costo relativamente alto.

En cuanto a la zona de la ciudad de Guatemala, no se ha definido aún un programa que, consultando los intereses de ambas partes, fije los campos de acción del gobierno y de la Empresa para resolver el grave problema de escasez de energía existente en la zona. Mientras tanto, como solución de emergencia, se están instalando centrales móviles dieseléctricas de alta velocidad, que serán necesariamente de corta vida útil y, por lo tanto, de costos altos de producción.

Para abordar los problemas de electrificación en escala nacional, sería indispensable crear una autoridad o agencia autónoma, semejante a la Comisión Hidroeléctrica del Lempa de El Salvador, y al Instituto Costarricense de Electricidad, que fusionara el actual Departamento de Electrificación Nacional de la Dirección de Obras Públicas y la Empresa Hidroeléctrica del Estado, entidades que hoy no tienen coordinación alguna.

/Un organismo

Un organismo autónomo de electrificación, en que el gobierno tuviera representación mayoritaria, tendría por primera misión elaborar y formular un plan de electrificación nacional de ejecución metódica a largo plazo, a base del desarrollo racional de las fuentes de energía del país.

El plan definiría claramente las metas por alcanzar en diversas etapas, en los próximos 10 ó 15 años, y determinaría los recursos necesarios para llevarlo a cabo.

Este organismo contaría para el cumplimiento de sus planes, con aportes anuales del Estado conforme a un programa de inversiones, hasta el momento en que pudiera autofinanciarse; debería tener, además, autoridad para contratar créditos en el país y en el extranjero, con la garantía del Estado.

La entidad nacional de electrificación tendría a su cargo la planificación, diseño, construcción y explotación de las obras de electrificación.

Las centrales generadoras y los sistemas de transmisión serían operados por dicho organismo; la distribución quedaría a cargo de las empresas particulares o municipales existentes, a quienes se vendería la energía en alta tensión conforme a tarifas que, guardando relación con los costos, tuvieran cierta flexibilidad para fomentar los consumos en determinadas regiones del país o para acomodarse a la capacidad económica de otras.

En todo caso, el organismo nacional de electrificación debería mantener un estrecho contacto con las empresas distribuidoras,

/especialmente

especialmente las municipales, para asistirlas en sus problemas de explotación y de expansión.

Independientemente de la formulación y ejecución de un plan eléctrico nacional, el gobierno debería acelerar el estudio y promulgación de una ley de servicios eléctricos y la creación de una comisión reguladora de la industria eléctrica.

La ley establecería, entre otras cosas, las condiciones para el otorgamiento de concesiones de servicio público, utilización de los recursos hidroeléctricos, reglamentación de servidumbres; establecimiento, regulación y revisión de las tarifas de venta, capitales inmovilizados y utilidades de las empresas; normas de servicio y reglamentación sobre extensiones de las redes. Debería incorporar, además, un sistema uniforme de cuentas, para la clasificación de los activos, obligaciones, entradas y gastos de las empresas, elementos indispensables para el estudio y revisión de las tarifas.

La comisión reguladora, encargada de administrar la ley de servicios eléctricos, tendría que recibir regularmente de las empresas de servicio público, incluso de la entidad de electrificación nacional, los datos estadísticos de capacidad, producción, consumidores y ventas de energía, así como los balances y resultados de explotación, conforme al sistema uniforme de cuentas.

Toda esta información debería mantenerse al día y publicarse anualmente, resumiendo los datos básicos para todo el país.

En lo que respecta a las tarifas eléctricas de la E.E. de Guatemala, es indispensable que, en ausencia de una legislación adecuada, el gobierno convenga con la empresa a la brevedad posible, una simplificación y

/racionalización

racionalización de las tarifas vigentes a fin de terminar con las discriminaciones y anomalías que existen.

Se discute desde hace algún tiempo entre el gobierno y la E.E. de Guatemala la revisión del anacrónico contrato de concesión de 1923. Ha habido numerosas proposiciones y contraproposiciones de ambas partes, sin que se haya llegado a un acuerdo.

Sería muy largo analizar en detalle los numerosos puntos de discución. En lo más importante, fijación de la rentabilidad de la Empresa, propone el gobierno que ella se base en el "capital propiedad de los accionistas comunes", 15/ con una serie de limitaciones y calificaciones.

Más sencillo sería referir la rentabilidad al valor estimado, en su estado actual, de las instalaciones destinadas por la Empresa al suministro eléctrico y técnicamente justificadas.

Esto requería un avalúó, que serviría de punto de partida para la determinación de un capital base para tarifas rate base, con sus modificaciones futuras.

Otro de los puntos en discución se refiere al procedimiento de compra de la empresa, en caso de ejercer el gobierno su opción, o al expirar el contrato, que vence en 1973, ampliable hasta 1978.

Para la preparación de la ley de servicios eléctricos, que es de urgente necesidad, el gobierno podría nombrar una comisión especial

15/ Se incluye, impropiamente, en tal designación el superávit ganado, el superávit de capital, y las reservas de capital incluyendo la reserva legal (Art. 13), como si de estos fondos no participaran también las acciones preferidas.

/encargada de

encargada de su redacción. Sería indispensable, para facilitar la tarea de esta comisión, que ella contara con la asesoría de un experto en legislación eléctrica, por un período de alrededor de 6 meses, en que podría quedar elaborado un proyecto de ley. Este experto debería estar familiarizado con los problemas contables de la explotación eléctrica; en caso contrario tendría que asesorarse también, por el tiempo necesario, por un especialista en estas materias.

Por otra parte, si el gobierno decide crear un organismo autónomo de electrificación, sería conveniente que contara con una doble asesoría: una legal relacionada con la preparación de la ley constitutiva, que podría cumplir el mismo experto en legislación eléctrica; y otra técnica, relacionada con la organización de los servicios y con la preparación del plan de electrificación, incluyendo el estudio de anteproyectos y presupuestos de inversiones.

El país no dispone de suficiente personal técnico especializado. Por esta razón la asesoría técnica que recibiera tendría que durar por lo menos unos dos años. Este período tendría que aprovecharse en seleccionar y entrenar un grupo de ingenieros y técnicos, que se especializara en los diferentes aspectos de la industria, incluso el económico, mediante prácticas y estudios en el extranjero, en fábricas, empresas eléctricas y establecimientos de enseñanza. Seguramente en este aspecto el gobierno podría conseguir facilidades de parte de organismos internacionales, como las Naciones Unidas, o de agencias de gobiernos extranjeros, por ejemplo de los Estados Unidos.

Un núcleo de especialistas así entrenados constituiría la base del organismo nacional de electrificación, y serviría además para preparar el resto del personal en el país.

III. EL SALVADOR

Superficie: 21.000 Km^2

Población estimada en 1956: 2.250.000 habitantes

Aun cuando la república de El Salvador ocupa menos del 4% del territorio, cuenta con más del 20% de la población de Centroamérica. Es el país de mayor densidad de población, más de 100 habitantes por Km^2, con una distribución bastante uniforme dentro del territorio.

Como los demás países de Centroamérica, su economía depende principalmente de la agricultura, con cultivos para el consumo interno y para la exportación. El más importante de estos últimos es el café, cuya venta al exterior representa más del 80% del valor de las exportaciones, siguiéndole el algodón con un 8 a 9% (1955).

La actividad industrial aunque todavía es relativamente baja, ha alcanzado bastante desarrollo que se ha intensificado en los últimos años. Diversas industrias nuevas encuéntranse en instalación o en vías de pronta realización. Uno de los factores que han contribuído a impulsar este desarrollo industrial reciente es la disponibilidad de energía eléctrica con que cuenta el país desde hace sólo unos dos años.

No existen recursos conocidos de alguna importancia en materia de combustibles minerales. Excepción hecha de las fuentes geotérmicas o fumarolas (auzoles) de la región de Ahuachapán, cuya investigación ha sido recomendada por diversos expertos.[16/] El Salvador no dispone de otros recursos naturales de energía que la de sus ríos.

16/ Entre otros, por la misión de AAT (Doc. S/TAA/J/Central America/R.1)

/Dada la

Dada la pequeña extensión del país, lo uniforme de la repartición de centros poblados, actividades productivas, y los buenos medios de comunicación existentes, no cabe distinguir, para fines de electrificación, regiones separadas dentro del territorio nacional, que debe ser considerado en su integridad.

La capital, San Salvador, el núcleo de mayor población y actividad industrial, se encuentra relativamente en el centro del país; las otras dos ciudades más importantes, Santa Ana y San Miguel quedan, respectivamente, una a 70 Km. al poniente y la otra 130 Km. al oriente de la capital.

Un sistema central de transmisión que se extiende a lo largo del territorio, alimenta a estas tres ciudades y permite abastecer, con líneas secundarias de corta longitud, algunas todavía por construirse, casi la totalidad de los centros poblados y zonas agrícolas del país.

1. CAPACIDAD DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

a) Centrales Generadoras. La mayor parte de las poblaciones importantes están abastecidas por el sistema central interconectado. El resto está servido por pequeños sistemas locales, no interconectados con la red central de transmisión, o por plantas aisladas.

Hay en El Salvador 37 centrales generadoras de 30 KW o más, destinadas al servicio público, con una capacidad instalada total de poco más de 65.000 KW, incluyendo la 3a. unidad de 15.000 KW de la planta "5 de Noviembre" (Comisión Hidroeléctrica del Lempa), que quedará en servicio a fines de 1956.

/Como indica

Como indica el cuadro 32, la capacidad instalada en centrales de servicio público ha aumentado de 1950 a 1956, de 18.450 KW a 65.280 KW, o sea en 250%, que es el mayor incremento de capacidad generadora, tanto en valor relativo como absoluto, en Centroamérica.

En términos de la población del país (estimada en 2.250.000 habitantes en 1956), la capacidad instalada por habitante llega a unos 29 watts, cifra relativamente baja a pesar del considerable aumento desde 1950, en que era sólo de 10 watts.

El incremento extraordinario de la capacidad generadora en 1954 se debe a la puesta en servicio de la central hidroeléctrica "5 de Noviembre" en el ío Lempa, que inició ese año su operación con 30.000 KW instalados (2 unidades).

De acuerdo con las cifras del cuadro 32, el 85% de la capacidad instalada en servicio público es hidroeléctrica; el 7,5% es a vapor (turbogenerador) y el 6,5%, diesel.

En el cuadro 33 se ha hecho una clasificación de las centrales generadoras de servicio público de acuerdo con su tamaño. Como puede observarse, fuera de la central "5 de Noviembre" que tiene 45.000 KW de capacidad, ninguna excede de 5.000 KW. Esta última capacidad corresponde a la única central a vapor existente, de la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS).[17/]

17/ Capacidad nominal; en la práctica ha llegado a suministrar 6.500 KW.

/Cuadro 32

Cuadro 32

El Salvador: Centrales generadoras de servicio público

(30 KW o más)

Año	Hidroeléctricas No.	Hidroeléctricas Cap.Inst. (KW)	A vapor No.	A vapor Cap.Inst. (KW)	Diesel No.	Diesel Cap.Inst. (KW)	Total No.	Total Cap.Inst. (KW)
1950	18	9.050	1	5.000	15	4.400	34	18.450
1951	18	9.050	1	5.000	15	4.400	34	18.450
1952	19	9.180	1	5.000	15	4.400	35	18.580
1953	20	10.880	1	5.000	15	4.400	36	20.280
1954	21	40.880	1	5.000	15	4.400	37	50.280
1955	21	40.880	1	5.000	15	4.400	37	50.280
1956	21	55.880 a/	1	5.000	15	4.400	37	65.280

Fuente: Inspección General de Servicios Eléctricos, CAESS y Comisión Hidroeléctrica del Lempa (CEL).

a/ Incluída 3a. unidad en central "5 de Noviembre"(CEL); entró en servicio en diciembre de 1956.

Cuadro 33

El Salvador: Clasificación por tamaño de las centrales generadoras de servicio público, 1956

(30 KW o más)

Cap.Instalada (KW)	Hidroeléctrica No.	Hidroeléctrica Cap.Inst. (KW)	A Vapor No.	A Vapor Cap.Inst. (KW)	Diesel No.	Diesel Cap.Inst. (KW)	Total No.	Total Cap.Inst. (KW)
Menos de 100	4	315	-	-	8	410	12	725
100 - 199	5	695	-	-	2	290	7	985
200 - 499	4	920	-	-	3	800	7	1.720
500 - 999	2	1.200	-	-	1	600	3	1.800
1.000 - 4.999	5	7.750	-	-	1	2.300	6	10.050
5.000 - 9.999	-	-	1	5.000	-	-	1	5.000
10.000 ó más	1	45.000	-	-	-	-	1	45.000
Total	21	55.880	1	5.000	15	4.400	37	65.280

Fuente: Las mismas del cuadro 32

/En el Cuadro 34

En el Cuadro 34 se muestra una lista de las centrales generadoras de servicio público más importantes existentes en 1956. Entre ellas están las centrales de la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), que desde su conexión al sistema de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL), sólo opera normalmente las centrales hidroeléctricas, manteniendo las térmicas como reserva para emergencias.

Cuadro 34

El Salvador: Centrales de servicio público más importantes 1956

Nombre o Ubicación	Departamento	Propietario	a/Tipo de Central	Capacidad Instalada (KW)
1. 5 de Noviembre (El Guayabo)	Cabañas	CEL	Hidro	45.000 (3 unidades)
2. Agua Caliente	San Salvador	CAESS	Vapor	5.000
3. Agua Caliente	San Salvador	CAESS	Diesel	2.300
4. Río Sucio	La Libertad	CAESS	Hidro	2.300
5. Cucumacayán	Sonsonate	CECSA	Hidro	2.250
6. Hilingo	San Salvador	CAESS	Hidro	1.000
7. San Luis No. 1	Santa Ana	CLESA	Hidro	1.000
8. San Luis No. 2	Santa Ana	CLESA	Hidro	1.200
9. Bululú	Sonsonate	CLES	Hidro	700
10. San Miguel	San Miguel	CEO	Diesel	600

Fuente: Las mismas del cuadro 32

Abreviaturas:
CEL - Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa
CAESS - Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador
CECSA - Compañía Eléctrica Cucumacayán, S.A. (ex-Interiano González)
CLESA - Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana
CLES - Compañía de Luz Eléctrica de Sonsonate
CEO - Compañía Eléctrica de Oriente (subsidiaria de CAESS).

/ El 96%

El 96% (62.740 KW) de la capacidad total instalada en servicio público corresponde a las centrales interconectadas de la CEL (45.000 KW), CAESS (10.710 KW), CECSA (2.980 KW), CLES (900 KW), CEO (900 KW en San Miguel), y Meléndez (700 KW). Estas empresas sólo operan sus centrales hidroeléctricas,[18] ya que la generación térmica ha sido substituída por la energía de la CEL.

En cuanto a la capacidad instalada en centrales de servicio privado, se estima en la actualidad en unos 10.500 KW, si bien alrededor de un 50% no está en operación, pues corresponde a centrales térmicas de industrias y otros consumos que hoy son abastecidos por los sistemas de servicio público.

Los beneficios de café (alrededor de 150) y los ingenios de azúcar (22), que no reciben energía de las redes de servicio público, emplean generalmente motores primarios térmicos (a vapor o diesel) para mover directamente la maquinaria de elaboración. Son muy escasas las centrales eléctricas en estos establecimientos.

En los últimos años se han retirado las centrales eléctricas de diversas minas que han paralizado sus operaciones.

En el cuadro 35 se hace una estimación de la capacidad instalada en servicio privado en el período 1950-1956.

Una lista de las centrales de servicio privado más importantes se muestra en el cuadro 36. Todas ellas son dieseléctricas y en su mayoría están paralizadas.

El cuadro 37 resume la capacidad total de las centrales de servicio público y privado desde 1950 hasta 1956, en que llega a cerca de

18/ La generación térmica de estas empresas no llega al 0,5% del total generado.

/76.000 KW.

76.000 KW. Puede observarse que la proporción de la potencia instalada en servicio privado ha disminuído de 33% en 1950 a un 14% en 1956, como consecuencia de la construcción de la central "5 de Noviembre" que incrementó considerablemente la capacidad de servicio público, y, en menor grado por la paralización de algunas minas que han desmantelado sus centrales eléctricas.

Cuadro 35

El Salvador: Capacidad generadora instalada en centrales de servicio privado (Estimada)

Año	Cap. Inst. (KW)	Indice
1950	8.700	100
1951	8.700	100
1952	8.700	100
1953	9.500	109
1954	9.800	113
1955	10.500	121
1956	10.500	121

Fuente: CEL e Inspección General de Servicios Eléctricos.

b) Transmisión y distribución. Como se ha indicado, el 96% de la capacidad generadora de servicio público está interconectada mediante un sistema central de transmisión, cuyo núcleo lo constituyen las líneas de la CEL que unen la Central "5 de Noviembre" con San Salvador y San Miguel.

/Cuadro 36

Cuadro 36

El Salvador: Centrales más importantes de servicio privado

Nombre o ubicación	Departamento	Actividad o Propietario	Tipo de Central	Cap. Inst. (KW)
1. Mejoramiento Social	San Miguel	Fca. Textil	Diesel	1.500
2. La Constancia	San Salvador	Fca. Cerveza	Diesel	1.250
3. Cemento-Acajutla	Sonsonate	Fca. Cemento	Diesel	1.000
4. El Coro	San Salvador	Bombas agua potable	Diesel	600
5. Montecristo	Morazán	Minas de oro	Diesel	500
6. El Molino	Santa Ana	Beneficio café	Diesel	450
7. Zacatecoluca	La Paz	Planta algodonera	Diesel	400
8. La Carrera	Usulután	Planta algodonera	Diesel	400

Fuente: Las mismas del Cuadro 35

Cuadro 37

El Salvador: Capacidad generadora instalada en servicio público y privado
(KW)

Año	Capacidad Instalada a/			Por ciento	
	Serv.Público	Serv.Privado	Total	Serv.Público	Serv.Privado
1950	18.450	8.700	27.150	67	33
1951	18.450	8.700	27.150	67	33
1952	18.580	8.700	27.280	67	33
1953	20.280	9.500	29.780	68	32
1954	50.280	9.800	60.080	84	16
1955	50.280	10.500	60.780	83	17
1956	65.280	10.500	75.780	86	14

Fuente: Las mismas de los cuadros 32 y 35

a/ Estimada parcialmente

/El sistema

El sistema de transmisión de la CEL consiste en una línea de 115 KV, de 61 Km. de longitud entre la Central "5 de Noviembre" y San Salvador, y una línea de 69 KV, de 83 Km., que arranca en un punto intermedio de la línea de 115 KV (subestación San Rafael Cedros) hacia el oriente, hasta San Miguel.

La CEL tiene además en construcción las líneas de 44 KV San Rafael Cedros-San Vicente-Zacatecoluca (inicialmente operará a 22 KV) y Santiago de María-Usulután.

En resumen, el sistema de transmisión comprende:

Líneas de 115 KV - 61 Km.
" " 69 KV - 83 Km.
" " 44 KV - 78 Km. (en construcción)
Total de líneas 222 Km.

Aparte de la subestación elevadora de la central, de 13,8/115 KV y 50.000 KVA, la CEL tiene las siguientes subestaciones primarias:

San Rafael Cedros, de 115/69/22-44 KV y 10.000/8.000/3.500 KVA;

San Salvador, de 115/22-44 KV y 30.000 KVA; y

San Miguel, de 69/22-44 KV y 2.500 KVA.

Se encuentra en construcción la subestación vecina a Santiago de María, de 69/22-44 KV y 2.500 KVA, para la alimentación de la línea a Usulután.

La línea de 115 KV de la CEL está interconectada en San Salvador con el sistema de 22 KV de la CAESS, y temporalmente, a través de la subestación de la CAESS, con una línea de 35 KV, de la CECSA, que va a Sonsonate y la Central Cucumacayán. La interconexión directa entre los sistemas de la CEL y la CECSA se hará con un autotransformador de 22/35 KV, que quedará en servicio a fines de 1957.

/El sistema

El sistema de transmisión de la CAESS (Cía. de Alumbrado Eléctrico de San Salvador) comprende unos 110 Km. de líneas de 22 KV para alimentación de San Salvador, Santa Tecla y un grupo de pueblos vecinos. Además la CAESS tiene en construcción las líneas de 22 KV Santa Tecla-Puerto de La Libertad, y Papalón (San Miguel)-Puerto de La Unión, con una longitud aproximada de 60 Km.

La interconexión con la S.E. San Miguel de la línea de 22 KV que construye la CAESS hacia La Unión, se hará a través de la línea existente San Miguel-Papalón, de unos 10 Km. de longitud, de propiedad de la Cooperativa Algodonera, que será adquirida por la CAESS.

El sistema de la CECSA (Compañía Eléctrica de Cucumacayán) consiste en las líneas de 35 KV San Salvador-Sonsonate-Cucumacayán, Sonsonate-Santa Ana y Sonsonate Acajutla (Fábrica de Cemento), con una longitud total de alrededor de 130 Km.

En resumen, tomando en cuenta las líneas en construcción, habrá pronto en servicio, alrededor de 540 Km. de líneas de transmisión de 115, 69, 44, 33 y 22 KV, en un sistema interconectado que abarcará desde Cucumacayán-Sonsonate hasta La Unión y comprenderá el 99% de la capacidad generadora de servicio público del país.

Llama la atención la diversidad de voltajes empleados, que encarece la interconexión y obliga a mantener un abundante stock de equipo no intercambiable.

No ha sido posible recoger antecedentes sobre el estado y las características de las redes de distribución en las 87 poblaciones que hoy cuentan con servicio eléctrico.

/Aparentemente,

Aparentemente, en San Salvador el servicio es satisfactorio; se observa una disminución de las pérdidas de distribución en los últimos años de alrededor de 20% a un 16%, mientras la compañía local (CAESS) está realizando un programa de refuerzo y ampliación de su red. En el resto del país, en general, parece que el estado de las redes es deficiente, a juzgar por el monto de las pérdidas de distribución deducidas de los datos de producción y consumo para el conjunto de empresas, que fluctúa alrededor de un 25%.[19/]

2. PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

La producción de energía eléctrica destinada al abastecimiento público ha tenido un extraordinario aumento en el período 1950-1956, especialmente en los últimos cuatro años en que casi se ha duplicado. El incremento acumulativo medio anual en el período es de 15,5%, el más alto de los países centroamericanos. Se estima que la generación total en 1956 alcanzará a 154,3 millones con un aumento de 18,4% sobre 1955.

Influencia decisiva en este avance ha tenido la construcción de la central hidroeléctrica "5 de Noviembre", cuya producción, además, ha substituído prácticamente toda la generación térmica de las centrales interconectadas con el sistema de la CEL.

Mientras en el perído 1950 a 1953 la generación de las centrales térmicas llegó a representar más de un 59% del total, en 1956 la energía térmica no alcanza a 1,5%, (cuadro 38).

19/ De acuerdo con los datos de la Inspección General de Servicios Eléctricos, las pérdidas de distribución de la CLES alcanzan en 1955 a un 29%, y las de la CEO, a un 26,5%.

/Cuadro 38

Cuadro 38

El Salvador: Producción de energía eléctrica. Servicio público
(KWH)

Año	Hidroeléctrica	A vapor	Diesel	Total
1950	37,7	21,5	6,5	65,7
1951	39,0	26,3	8,5	73,8
1952	38,8	33,3	11,9	84,0
1953	55,2	33,9	11,0	100,0
1954	86,3	17,3	7,4	111,0
1955	127,7	0,5	2,2	130,4
1956	152,4	0,1	2,1	154,6

Fuente: Inspección General de Servicios Eléctricos

Nota: En el informe "Producción y Distribución de Energía Eléctrica en El Salvador" del Ing. Karl Moureau (1952) se dan las siguientes cifras de producción para 1950 y 1951.

Producción-millones KWH	1950	1951
	58,4	67,8

Estas cifras son inferiores en alrededor de un 10% a las indicadas en el cuadro anterior, que se han obtenido (al igual que todas las del cuadro), de la CAESS y de la Inspección General de Servicios Eléctricos, como sigue:

	1950	1951
CAESS	36,5	43,3
CECSA	15,8	17,1
CLESA	5,3	5,1
CEO	3,1	3,3
CLES	0,7	0,5
MEARDI	1,8	1,7
CLEA	1,4	1,6
MELENDEZ	0,6	0,6
Otros (est.)	0,5	0,5
Total	65,7	73,8

/En el cuadro 39

En el cuadro 39 se ha clasificado la generación eléctrica según las empresas o grupos productores principales, a saber: CEL, CAESS, demás empresas del sistema interconectado, y resto del país. Puede verse cómo la importancia de la generación de las centrales interconectadas ha ido en aumento desde 1950 hasta representar en 1956 un 96% de la producción total.

Cuadro 39

El Salvador: Producción de energía eléctrica. Servicio público
(KWH)

	Sistema Interconectado					
Año	CEL	CAESS	Otras empresas	Suma	Resto del país	Total
1950	-	36,5	22,4	58,9	6,8	65,7
1951	-	43,3	22,9	66,2	7,6	73,8
1952	-	54,5	22,7	77,2	6,8	84,0
1953	-	57,1	34,7	91,8	8,3	100,1
1954	29,5	38,1	37,0	104,6	6,4	111,0
1955	75,0	18,7	31,2	124,9	5,5	130,4
1956	99,5	16,2	33,0	148,7	5,9	154,6

Fuente: Inspección General de Servicios Eléctricos, CAESS y CEL.

Se observa también la preponderancia de la generación de la CEL, que en el presente año representa un 65% del total generado en servicio público.

En términos de la población total del país (alrededor de 2.250.000 de habitantes), la producción de energía eléctrica destinada al servicio

/público

público representa en 1956 unos 69 KWH al año por habitante, cifra muy baja a pesar del considerable progreso logrado, que es apenas la cuarta parte del índice correspondiente a Costa Rica.

No existen datos de la producción de las plantas de servicio privado en el país. Sólo a título de comparación, y tomando como base la capacidad instalada y las características de operación de las centrales principales, se hace una estimación en el cuadro 40. Como se ha indicado anteriormente las centrales térmicas interconectadas con la red de transmisión, de servicio público, están prácticamente paralizadas desde la entrada en operación de la central "5 de Noviembre", en 1954.

Cuadro 40

El Salvador: Producción de energía eléctrica. Servicio público y privado (estimado)

Año	Millones de KWH			Por ciento	
	Serv.Público	Serv.Privado	Total	Serv.Público	Ser.Privado
1950	65,7	24,0	89,7	73	27
1951	73,8	25,0	98,8	75	25
1952	84,0	26,0	110,0	76	24
1953	100,0	28,0	128,0	78	22
1954	111,0	25,0	136,0	82	18
1955	130,4	15,0	145,4	90	10
1956	154,6	10,0	164,6	94	6

Fuente: Las mismas del cuadro 39.

/3. SUMINISTRO

3. SUMINISTRO Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Tienen en la actualidad servicio público eléctrico unas 87 ciudades y pueblos del país,[20] con una población conjunta de alrededor de 630.000 habitantes. En unas 30 de estas localidades, las de menor importancia, el servicio es sólo parcial, de 12 horas o menos.

Seis compañías particulares principales y unas 25 empresas menores, municipales y particulares, se ocupan de la distribución y venta de energía eléctrica a los consumidores. Las empresas distribuidoras más importantes adquieren parte de la energía de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL), entidad estatal que opera el sistema primario generación-transmisión y no distribuye energía directamente a los consumidores.

Existe otra empresa productora, de propiedad particular, la Compañía Eléctrica de Cucumacayán (CECSA), que sólo vende energía al por mayor a las empresas distribuidoras de Santa Ana (CLESA) y Sonsonate (CLES) y a la fábrica de cemento de Acajutla.

De acuerdo con las cifras del cuadro 41, el número de consumidores abastecidos por las empresas de utilidad pública ha aumentado de 46.600 en 1950 a unos 69.000 en 1956. Se observa un apreciable incremento en los últimos tres años, indicación de las restricciones existentes antes de que entrara en servicio la central "5 de Noviembre". La densidad actual de consumidores es de 1 por cada 9 habitantes en las zonas de servicio de las empresas.

Más de la mitad de los consumidores eléctricos corresponden a la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), que abastece a la capital y a un grupo de localidades vecinas.

20/ Dato de la Inspección General de Servicios Eléctricos.

/La energía

La energía consumida habrá aumentado de 52,3 millones de KWH en 1950 a 124,7 millones de KWH en 1956, reflejando un incremento en el consumo medio anual por consumidor de 62%, de 1.120 KWH a 1.810 KWH.

Los ingresos totales por venta de energía han subido de 4,53 a 10,52 millones de colones en el mismo período, mientras la entrada media por KWH ha tenido poca variación, fluctuando entre 9 y 10 centavos de colón (3,6 y 4,0 centavos de dólar). Se observa un descenso en los últimos tres años, influenciado por la rebaja de tarifas de la CAESS desde su conexión al sistema de la CEL.

Cuadro 41

El Salvador: Consumidores y ventas de energía eléctrica

Año	Número de consumidores a/	Consumo (Millones KWH)	Entradas por venta de energía Mill. colones)	Consumo medio anual por consumidor (KWH)	Entrada media por (KWH) b/ Ctvs. ¢	Ctvs Dl.
1950	46.600	52,3	4,53	1.120	8,7	3,5
1951	49.650	58,6	5,48	1.180	9,3	3,7
1952	52.400	66,7	6,62	1.270	9,9	4,0
1953	55.700	76,0	7,66	1.360	10,1	4,0
1954	60.900	87,2	8,40	1.430	9,6	3,8
1955	64.450	104,7	8,95	1.620	8,6	3,4
1956 (est)	69.000	124,7	10,52	1.810	8,4	3,4

Fuente: Inspección General de Servicios Eléctricos y CAESS

a/ Promedio del año
b/ Equivalencia: 1 dólar = 2,5 colones

/4. PRINCIPALES

4. PRINCIPALES EMPRESAS ABASTECEDORAS

a) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL). Esta es la entidad de servicio público más importante del país. Es un organismo estatal autónomo que desde 1954 opera la Central Hidroeléctrica "5 de Noviembre" y el sistema de transmisión de 115 KV y 69 KV. La CEL no distribuye energía sino que la vende en alta tensión a otras empresas distribuidoras.

La capacidad generadora instalada en la central "5 de Noviembre" es de 45.000 KW, incluyendo la 3a. unidad de 15.000 KW que quedará en servicio en diciembre de 1956.

En menos de 3 años de operación la demanda máxima en el sistema de la CEL alcanza ya a 24.000 KW, con una producción anual que llegará en 1956 a cerca de 100 millones de KWH.

En los cuadros 42 y 43 se muestra el desarrollo de las operaciones de la CEL desde su inauguración hasta el presente.

Cuadro 42

El Salvador: Comisión ejecutiva hidroeléctrica del Lempa (CEL)
Capacidad generadora, Producción, Demandas máximas

Año	Cap. Inst. (KW)	Producción (Millones KWH)	Consumo (Millones KWH)	Pérdidas de transmisión (por ciento)	Demandas máximas	Factor de carga
1954	30.000	29,5	28,2	4,4	16.400	41,0
1955	30.000	75,0	72,1	3,9	19.800	43,2
1956(est)	45.000	99,5	96,2	3,3	24,000	47,4

Fuente: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa.

/El grueso

El grueso de las ventas de energía de la CEL es hecho a la CAESS (92% en 1956), que desde su interconexión con aquélla ha dejado de generar en sus plantas térmicas. El resto es suministrado a la CEO (Cía. Eléctrica de Oriente) para su distribución en San Miguel y alrededores, y a la CECSA, para la zona Sonsonate-Santa Ana. Hay también una pequeña venta (800.000 KWH en 1956) a la Cooperativa Algodonera en San Miguel (Papalón). En resumen, la CEL tiene en el presente sólo 4 consumidores, abastecidos en bloque.

Cuadro 43

El Salvador: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL)
Ventas de energía

Año	Energía suministrada (Millones de KWH) a CAESS	a Otras Empresas	Total	Entradas por venta de energía (Millones de colones)	Entrada media por KWH (Centavos de colón)	(Centavos de dólar)
1954	27,8	0,4	28,2	0,989	3,50	1,40
1955	67,7	4,4	72,1	2,668	3,70	1,48
1956(est.)	88,5	7,7	96,2	3,332	3,45	1,38

Fuente: CEL

La CEL ha significado un cambio fundamental en la industria de suministro eléctrico de El Salvador, que hoy cuenta con capacidad generadora suficiente y un sistema altamente interconectado en plena expansión, para atender las crecientes demandas de energía del país.

Más adelante se hará referencia a otros aspectos de esta entidad estatal (véanse los apartados 5 y 8 de este capítulo, titulados Tarifas y Programas de Desarrollo).

/b) Compañía

b) Compañía Eléctrica de Cucumacayán S.A. (CECSA). Empresa sucesora de Interiano González y Cía. (INGON), opera la central hidroeléctrica de Cucumacayán (2.250 KW) en el Departamento de Sonsonate, y las líneas de transmisión de 35 KV San Salvador-Cucumacayán-Sonsonate-Santa Ana y Sonsonate-Acajutla, mencionadas anteriormente.

Esta empresa no hace distribución de energía. Aun cuando está organizada separadamente, pertenece al mismo grupo de las empresas CLESA (Santa Ana) y CLES (Sonsonate), a quienes vende energía para su distribución al público; además suministra energía a la fábrica de cemento en el puerto de Acajutla.

Hasta la puesta en servicio de la Central "5 de Noviembre", la línea Cucumacayán-San Salvador transmitía energía de la CECSA, (incluso CLESA y CLES)a la CAESS, de acuerdo con las necesidades de ésta y las disponibilidades de aquélla. Desde entonces, la situación se ha invertido y, mediante esta línea, CEL suministra ahora a CECSA la energía que ésta necesita (1,4 millones de KWH en 1956). La generación de la central de Cucumacayán se estima que alcanzará a unos 16 millones de KWH en 1956, con un factor de planta extraordinariamente alto (80%).

c) Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS). Esta es la principal empresa distribuidora del país. Abastece a San Salvador, Santa Tecla y 31 localidades más en los Departamentos de San Salvador, La Libertad, Cabañas, Cuscatlán, La Paz y San Vicente, con una población total de alrededor de 300.000 habitantes y 38.300 consumidores a fines de 1956, servidos mediante un extenso sistema de líneas de transmisión y subtransmisión de 22 KV y otros voltajes menores.

/La capacidad

La capacidad de las plantas generadoras de la CAESS es de 10.710 KW, que se compone como sigue (Ver detalle en el cuadro 34).

Plantas hidroeléctricas	3.410 KW
Plantas diesel	2.300
Planta a vapor	5.000
Total	10.710 KW

Desde la interconexión con el sistema de la CEL, las plantas térmicas de esta compañía están paralizadas y se mantienen sólo como reserva. En 1956 aproximadamente el 85% de la energía de que dispone la CAESS es adquirida de la CEL.

En los cuadros 44 y 45 se resumen los datos principales de operación de esta empresa en el período 1950-1956.

Obsérvese como en el período 1950-1953 la demanda máxima del sistema se mantuvo prácticamente constante, mientras el factor de carga anual llegó hasta 63%, señal de una extrema restricción de los consumos. Desde la interconexión con el sistema de la CEL, la demanda máxima ha aumentado en un 105% y el consumo de energía, en un 63%, en los últimos tres años.

La demanda máxima por habitante en el área servida por la Compañía resulta en la actualidad de unos 83 watts.

Mientras el número de consumidores ha aumentado en un 55% en el período 1950-1956, el consumo medio anual por consumidor ha tenido un aumento de 51%. Con una población de alrededor de 300.000 habitantes en las localidades abastecidas, la densidad actual (fines 1956) de consumidores corresponde a un consumidor por cada 7,8 habitantes, índice ligeramente superior al de la zona de la ciudad de Guatemala.

/Cuadro 44

Cuadro 44

El Salvador: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)
Capacidad generadora. Producción. Demandas máximas

Año	Cap.Inst. (KW)	Producción (Millones de KWH) Generación	Compras	Total	Consumo (Millones KWH)	Pérdidas de transmisión distrib.etc. (por ciento)	Demanda max.sist. (KW)	Factor de carga sistema (%)
1950	10.710	36,5	10,0	46,5	37,7	19,0	11.100	48
1951	10.710	43,3	9,8	53,1	43,0	19,0	11.520	53
1952	10.710	54,5	8,8	63,3	50,9	19,6	11.920	60
1953	10.710	57,1	9,6	66,7	54,0	19,1	11.980	63
1954	10.710 a/	38,1	37,6	75,7	62,5	17,5	19.520	44
1955	10.710	18,7	70,4	89,1	74,3	16,6	21.080	48
1956(est)	10.710	16,2	88,5	104,7	88,1	16,2	24.500	49

Fuente: CAESS

a/ A contar de este año el sistema CAESS dispone hasta de 30.000 KW adicionales en la S-E de la CEL en San Salvador.

Cuadro 45

El Salvador: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)
Consumidores y ventas de energía

Año	No. de consumidores a/	Consumo (Millones KWH)	Entradas por venta de energía (Millones de colones)	Consumo medio anual por consumidor (KWH)	Entrada media por KWH (Ctvs.Ø)	(Ctvs.Dl
1950	23.700	37,7	3.047	1.590	8,00	3,20
1951	25.800	43,0	3.827	1.670	8,90	3,56
1952	27.600	50,9	4.872	1.840	9,60	3,84
1953	29.200	54,0	5.338	1.850	9,88	3,95
1954	31.400	62,5	5.737	1.990	9,18	3,67
1955	33.800	74,3	6.158	2.200	8,27	3,31
1956(est.)	36.600	88,1	7.125	2.400	8,10	3,24

Fuente: CAESS

a/ Promedio del año
b/ Equivalencia: 1 dólar = 2,5 colones

/El precio

El precio medio de la energía que subió hasta cerca de 10 centavos de colón por KWH, ha vuelto a bajar desde 1954, como consecuencia de la rebaja de tarifas impuesta por la compañía desde su conexión con la CEL, a 8,1 centavos de colón por KWH en 1956.

Cerca de un 30% de los consumidores de esta empresa, todos en la categoría residencial, no tiene medidor; su consumo estimado, sin embargo, es muy pequeño (véase apartado 5 de este capítulo).

Como se ha indicado en otra parte de este informe, la CAESS está ampliando sus redes de transmisión y distribución con líneas de 22 KV de Santa Tecla al puerto de La Libertad y de Papalón (San Miguel) al puerto de La Unión. Además realiza un programa de mejoras y refuerzos en la zona de San Salvador, donde deberá abastecer pronto el importante consumo de la nueva fábrica textil cerca de Ilopango (1.200 KW).

d) Otras Empresas distribuidoras. Aparte de la CAESS, las empresas distribuidoras más importantes son: Compañía Eléctrica de Oriente (CEO), subsidiaria de la CAESS, que abastece a San Miguel, San Vicente y Zacatecoluca. En San Miguel está interconectada con la CEL, a quien le compra energía. En las otras localidades tiene pequeñas plantas aisladas, que pronto quedarán interconectadas con el sistema de la CEL (línea en construcción San Rafael Cedros-San Vicente-Zacatecoluca). Esta empresa tiene en la actualidad poco más de 5.100 consumidores, cuyo consumo se estima para 1956 en 6,3 millones de KWH.

Compañías de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA) y de Sonsonate (CLES). Estas dos empresas, que pertenecen a los mismos intereses que controlan la CECSA, suministran energía eléctrica a Sonsonate y a Santa Ana, y otras poblaciones menores en esos departamentos.

/En conjunto

En conjunto tienen una potencia instalada de cerca de 3.900 KW, en 5 plantas hidroeléctricas (330 KW) y 2 diesel (580 KW), interconectadas con la CECSA y la CEL.

El número de consumidores de ambas compañías alcanza en la actualidad a unos 16.000, con un consumo total estimado para 1956 en 15,5 millones de KWH.

El resto de las empresas de servicio público, de menor importancia, operan a base de centrales generadoras aisladas, algunas con pequeños sistemas distribuidores que sirven a varias poblaciones (Meardi Hnos. y Compañía de Luz Eléctrica de Ahuachapan). Existe por último una pequeña empresa, Meléndez e Hijos, que está interconectada con la CAESS y abastece a un sector de la ciudad de San Salvador (alrededor de 800 consumidores).

5. TARIFAS

A. Tarifas Primarias de la CEL. La tarifa de la CEL para venta de energía en alta tensión a la CAESS en la subestación primaria de San Salvador, consulta un cargo por demanda y uno por energía consumida, como sigue:

a) cargo por demanda	50 colones al año por KVA de demanda máxima (la más alta del año)
b) cargo por energía	2,5 centavos de colón por KWH

Para simplificar la tarifa, evitando ajustes por factor de potencia, el cargo por demanda se cobra por KVA y no por KW. Como las liquidaciones de pago se hacen mensualmente, el pago mensual es igual a 1/12 del cargo anual por demanda.

/El cargo

El cargo por energía era de 2,75 centavos de colón por KWH mientras el consumo mensual no excediera de 7 millones de KWH. En la actualidad como el consumo excede de esta cantidad, el cargo es de 2,5 centavos por KWH.

Como el propósito es reemplazar la generación térmica por hidroeléctrica, en el contrato con la CAESS no se cobra por la demanda que substituye a la capacidad térmica firme de la compañía, que en el presente está fijada en 7.000 KW. Esta demanda se descuenta de la demanda máxima efectiva al hacer la facturación. Además, el cargo por energía está calculado de modo que resulte inferior al costo directo de generación térmica.

Con el nivel de demanda máxima y consumo que tiene actualmente la CAESS, el precio medio de la energía resulta de alrededor de 3,25 centavos de colón por KWH (1,3 centavos de dólar).

Para los otros clientes de la CEL, cuyo consumo es muy inferior, la tarifa es semejante a la de CAESS, excepto en el cargo por energía, que es de 3,5 centavos de colón por KWH.

B. Tarifas secundarias. Un por ciento bastante alto de consumidores de las empresas de servicio público no tiene medidor. En la CAESS hay unos 10.000 clientes (25%) sin medidor, si bien el consumo que representan es muy pequeño, porque corresponde a servicios con carga conectada de 100 watts o menos. En diversa proporción, las demás empresas también tienen servicios sin medidor con tarifas fijas, que por lo general corresponden a un suministro de 12 horas diarias o menos.

/La tarifa

La tarifa fija, para alumbrado y radio, de la CAESS, a base de un uso medio de 150 horas mensuales de la carga conectada, resulta en alrededor de 0,26 colón por KWH. En las otras empresas es aún mayor.

A raíz de la interconexión con la CEL, en 1954, las tarifas de la CAESS tuvieron una rebaja que afectó principalmente al consumo residencial (un 25% en promedio) y en diversos grados a las otras categorías de consumo, sujetas hasta esa fecha a un fuerte recargo por concepto de ajuste de precio del combustible.

Las principales tarifas vigentes de la CAESS son:

a) Consumo residencial

Primeros 20 KWH mensuales	0,15 colón por KWH
Siguientes 130 KWH mensuales	0,08 colón por KWH
Exceso sobre 150 KWH mensuales	0,04 colón por KWH

Mínimo mensual: 2,40 colones

b) Consumo comercial (denominado servicio general)

Primeros 100 KWH mensuales por KW conectado	0,15 colón por KWH
Siguientes 100 KWH mensuales por KW conectado	0,08 colón por KWH
Exceso sobre 200 KWH mensuales por KW conectado	0,04 colón por KWH

Mínimo mensual: 5,00 colones

c) Industrial menor, hasta 50 HP conectado (denominada fuerza motriz a voltaje secundario)

i) cargo por demanda — 5,00 colones por HP conectado
ii) cargo por energía

Primeros 50 KWH por HP conectado	0,065 colón por KWH
Exceso sobre 50 KWH por HP conectado	0,040 colón por KWH

Mínimo mensual: el cargo por demanda

d) Industrial mayor, sobre 50 HP conectados denominada fuerza motriz a voltaje primario:

i) cargo por demanda — 6,00 colones por KVA de demanda
ii) cargo por energía

Primeros 100 KWH mensuales por KVA de demanda	0,06 colón por KWH
Exceso sobre 100 KWH mensuales por KVA de demanda	0,35 colón por KWH

Mínimo mensual: el cargo por demanda

/Hay además

Hay además una tarifa de alumbrado público a base de 4.382 horas de encendido al año, con cargos fijos mensuales por lámparas entre 25 y 300 watts. El precio medio resultante es de 8,2 centavos de colón (lámparas de 25 W) a 7,3 centavos de colón por KWH (lámparas de 300 W).

Los consumos del gobierno y municipales son facturados de acuerdo con las tarifas correspondientes del público, sin rebaja alguna. Antes de la interconexión con la CEL estos consumos estaban sujetos a una rebaja de 40%.

La clasificación de tarifas y su corte es bastante racional y de sencilla aplicación, con fuertes descensos a medida que aumenta el consumo. Los niveles medios son razonables y están regulados en relación con los costos y utilidades de la empresa, como se indicará más adelante (Apartado 6 de este capítulo: Legislación eléctrica).

Las tarifas de la CEO (Compañía Eléctrica de Oriente) son de una estructura semejante a las de la CAESS, aunque de un nivel medio superior al de San Salvador.

En el cuadro 46 se muestra un detalle de las ventas de energía de CAESS en 1955, clasificadas por tipo de consumo, con los precios medios correspondientes.

Llama la atención el consumo tan bajo, menos de 8 KWH al mes, de una proporción tan grande de consumidores residenciales sin medidor. Como la tarifa fija es en promedio de 4 centavos por watt al mes, se deduce de la entrada anual de este grupo y del correspondiente número

/de consumidores,

de consumidores, que el consumidor medio de tarifa fija tiene apenas 40 watts conectados, o sea que en 1955 había en la zona servida por la CAESS más de 10.000 habitaciones que tenían prácticamente una sola lámpara instalada.

Cuadro 46

El Salvador: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS) Detalle de ventas de energía 1955

Consumo	No. de consumidores a/	Consumo de energía (Millones de KWH)	Entradas por venta de energía (Millones de colones)	Consumo medio anual por consumidor (KWH)	Entrada media por KWH Ctvs. ¢	Ctvs. Dls.
Residencial:						
Tarifa fija	10.605	0,96	0,209	90	21,80	8,70
Con medidor	17.985	22,56	1,723	1.255	7,64	3,06
Comercial	4.916	11,74	1,239	2.390	10,56	4,22
Industrial	571	21,82	1,790	38.100	8,20	3,28
Alumbrado Público	22	2,56	0,187	116.000	7,31	2,93
Gobierno y municipalidad	769	14,65	1,010	19.100	6,90	2,76
Total	34.868	74,29	6,158	2.130	8,27	3,31

Fuente: CAESS

a/ Final del año

Obsérvese que el precio medio del consumo industrial ha resultado más alto que el del consumo residencial (con medidor). De acuerdo con la tarifa vigente, para que el consumidor industrial menor (hasta 50 HP) pague un precio medio igual al del consumidor residencial medio (100 KWH mensuales en 1955) debe tener un consumo de 158 KWH por KW conectado, o sea un factor de utilización de 22%. Esto indica que la utilización media de la carga conectada de los pequeños clientes de fuerza motriz debe ser muy baja.

/6. LEGISLACION

6. LEGISLACION ELECTRICA

La regulación de la industria está a cargo de la Inspección General de Servicios Eléctricos, organismo dependiente del Ministerio de Economía que administra la Ley de Servicios Eléctricos.

Esta Ley, promulgada en 1935 y complementada con disposiciones de la Constitución de 1950, otorga a las empresas eléctricas de servicio público un plazo de concesión de 50 años, al cabo de los cuales las instalaciones deben pasar a ser propiedad del Estado, sin indemnización. El Estado está, asimismo, autorizado para expropiar las empresas por causas justificadas de interés público, previo pago de una justa indemnización, que podrá hacerse hasta en un plazo de 20 años.

Las tarifas que cobran las empresas deben ser aprobadas por el Ministerio de Economía, con informe de la Inspección General de Servicios Eléctricos. Su nivel medio debe ser tal que la "utilidad neta a repartir entre las personas que participen en el negocio" no exceda del 12% del "valor justo de la propiedad" (Art. 17) entendiéndose por tal el avalúo de los bienes y derechos de la empresa hecho por la Inspección conforme al criterio de costo de reemplazo menos depreciación observada, más una suma adecuada de capital de explotación (Art. 18).

En el caso de la CAESS la disposición anterior sobre tarifas de venta a los consumidores está modificada en el contrato celebrado con la CEL. De acuerdo con este contrato, se definen las "utilidades netas" de la CAESS como la diferencia entre los ingresos y los gastos de operación más impuestos, pero sin tomar en cuenta la depreciación.

/Esta "utilidad neta"

Esta "utilidad neta" de la CAESS se fija en un 12% anual del "valor razonable de sus propiedades" (bienes físicos, intangibles y capital de explotación preestablecidos en el contrato, más aumentos y retiros subsiguientes de instalaciones). La "utilidad neta" convencional debe cubrir, entonces, en la práctica, la provisión para depreciación, los intereses sobre deudas y las utilidades propiamente tales.

Se ha pretendido con esta disposición evitar discusiones posteriores sobre la propiedad o impropiedad de los cargos por depreciación que contabilice la compañía. En la práctica, equivale a asegurar una rentabilidad, cubiertos todos los gastos de explotación, del orden de 9,5 a 10% sobre el "capital inmovilizado" de la CAESS.

Si las "utilidades netas" definidas en el contrato exceden del 12%, la CAESS debe reembolsar el exceso a la CEL. Si fueran insuficientes, se contabilizarían en una cuenta especial de la CAESS que se amortiza con los excesos que se produzcan. Una vez amortizada la deficiencia, cualquier excedente debe pagarse a la CEL.

A opción de la CEL, el exceso de las "utilidades netas" puede destinarse en todo o en parte a reducción de tarifas. A la inversa, si los gastos de explotación de la CAESS se elevan, ella tiene derecho a solicitar aumentos de tarifas en lo necesario para alcanzar una "utilidad neta" del 12%.

7. PREVISION DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA ELECTRICA

Existen diversas estimaciones sobre el crecimiento de las demandas de potencia en los próximos años. En general, a base de extrapolaciones de tendencias observadas en ciertos períodos de abastecimiento no restringido,

/las estimaciones

las estimaciones fluctúan entre un 15 y un 18% de crecimiento acumulativo anual en los próximos tres a cuatro años, con una moderación de la tendencia para los años subsiguientes.

Dado el alto grado de interconexión existente, que llegará en 1957 a comprender el 99% de la capacidad generadora de servicio público del país, las necesidades de éste pueden investigarse en su conjunto, como un solo sistema.

El crecimiento de los consumos de energía en el futuro será consecuencia de la acción combinada de los siguientes factores: aumento de población, ampliación del abastecimiento a zonas y localidades no electrificadas en el presente, aumento de la densidad de consumidores, aumento de los consumos unitarios residenciales, instalación de nuevas industrias, y aumento de capacidad de las existentes, mejoramiento del nivel y ampliación del alumbrado público, desarrollo proporcional de los demás consumos (comercial, gobierno, etc.).

La población de las áreas abastecidas con energía eléctrica ha aumentado de 1950 a 1956, de 530.000 [21/] a 630.000 habitantes, como consecuencia del aumento de población y de la expansión de los servicios. En el mismo tiempo el número de consumidores ha crecido de 46.600 a 69.000; o sea que la densidad de consumidores ha aumentado de 1: 11,4 a 1: 9,1. Este aumento se observa en mayor grado en los últimos 2 años, desde que se contó con un abastecimiento normal.

En cuanto al consumo unitario, su variación ha sido de 1.120 a 1.810 KWH al año por consumidor entre 1950 y 1956, con un aumento de más de 60%, (cuadro 41).

21/ Producción y Distribución de Energía Eléctrica en El Salvador. Karl Moureau 1952.

/A continuación,

A continuación, en el cuadro 47, se resume una estimación de producción y demandas máximas en el período 1957-1965, que se basa en los aumentos de población servida, densidad de consumidores y consumo unitario.

Se ha supuesto un crecimiento de población en las áreas electrificadas de 2,5% al año, cifra que combinaría el crecimiento vegetativo de población y la expansión a nuevas localidades sin servicio eléctrico, incluso un vasto sector rural que deberá abastecerse en el futuro. Se supone, además, un aumento paulatino de la densidad de consumidores hasta alcanzar un índice de 7,5 habitantes por consumidor en 1965, cifra más bien modesta. Esto significa un incremento medio de alrededor de 4.000 consumidores por año durante todo el período.

Por último, se estima que el consumo medio anual por consumidor podrá aumentar de 1.810 KWH, que es en la actualidad, a unos 3.000 KWH en 1965. Este último es inferior al nivel de consumo que tiene hoy día Costa Rica.

La producción total de energía eléctrica en el período se ha estimado a base de una pérdida media de transmisión y distribución de un 20%. Para determinar la demanda máxima del sistema interconectado nacional se supone un factor de carga medio anual de 47%.

De acuerdo con estas consideraciones, la producción total de energía debería ser de 179 millones de KWH en 1957 y de 394 millones de KWH en 1965, mientras la demanda máxima sería de 43.500 KW y 96.000 KW respectivamente.

Estas estimaciones pueden considerarse prudentes o mínimas, siempre que se cuente con un abastecimiento amplio en capacidad generadora y de

/distribución,

distribución, y con tarifas adecuadas. Se observa en los años recientes un fuerte impulso en la actividad industrial y gran espíritu de iniciativa, que se ha traducido en diversas obras de progreso que tendrán influencia decisiva en el desarrollo futuro del país. En el campo industrial puede citarse la nueva fábrica textil (algodón y otras fibras) que se construye en las vecindades de la capital (zona de la CAESS), cuyo consumo se estima, a contar de 1957, en cerca de 5 millones de KWH anuales con 1.200 KW de carga conectada.

Cuadro 47

El Salvador: Previsión de demandas máximas y producción conjunta del país. Sistema interconectado

Año	Población Servida (Miles de habitantes) a/	Densidad (Habitantes por consumidor)	No. de consumidores	Consumo Medio Anual (KWH)	Consumo Total (Millones KWH)	Producción (Millones KWH b/	Demanda Máxima (KW) c/
1950	530	11,4	46.600	1.120	52,3	65,7	-
1955	-	-	64.450	1.660	107,0	130,4	- d/
1956	630	9,1	69.000	1.820	125,0	154,6	36.000
1957	645	8,8	73.500	1.950	143,0	179,0	43.500
1958	661	8,6	77.000	2.100	162,0	202,0	49.200
1959	679	8,4	81.000	2.250	182,0	228,0	55.300
1960	698	8,2	85.000	2.400	204,0	255,0	62.000
1962	737	7,8	94.000	2.700	253,0	316,0	76.500
1965	790	7,5	105.000	3.000	315,0	394,0	96.000

Fuente: Estimaciones del autor

a/ Se supone un aumento de 2,5% a contar de 1957
b/ Pérdidas de transmisión y distribución estimadas en 20% a contar de 1957
c/ Se supone un factor de carga medio anual de 47% a contar de 1957
d/ Estimada a base de la demanda en la central "5 de Noviembre", la capacidad hidroeléctrica interconectada y la capacidad del resto de las centrales del país.

8. PROGRAMAS DE DESARROLLO

Como el resto de los países centroamericanos, El Salvador y en especial su capital, ha sufrido por varios años los efectos de la escasez de energía eléctrica, indispensable para su progreso y para su normal desenvolvimiento.

A excepción de las fuentes geotérmicas de la región de Ahuachapán, poco investigadas hasta el presente, no se conocen otros recursos naturales de energía que los hidroeléctricos. El más importante de éstos lo constituye el río Lempa y sus tributarios, cuya cuenca cubre gran parte del territorio del país. Aparte del Lempa, las posibilidades hidroeléctricas de El Salvador son bastante limitadas.

Después de una gestión de varios años y de numerosos estudios e informes sobre las posibilidades hidroeléctricas del Lempa, el Gobierno creó en 1945 la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL), como la agencia encargada de llevar a cabo la investigación, construcción y explotación de las obras de aprovechamiento hidroeléctrico en dicho río. Más tarde, en 1948 se amplió esta función al desarrollo hidroeléctrico del país en general, y, posteriormente, a todo lo relacionado con el abastecimiento de energía eléctrica.

La CEL es pues la entidad nacional de electrificación de El Salvador. Está constituída como un organismo autónomo del gobierno, administrado por un consejo directivo, en que tienen representación mayoritaria los ministerios del Interior, Economía, Agricultura y Obras Públicas, complementando con 3 directores, que representan a las instituciones bancarias de la República, a los sectores de la producción y a los tenedores de bonos.

/Las funciones

Las funciones asignadas a la CEL comprenden todas las fases de la operación eléctrica, desde el planeamiento hasta la explotación de las obras, y, además, la utilización de aguas para riego de zonas agrícolas. Se establece en la ley que el abastecimiento de energía será hecho por la CEL, de preferencia en grandes bloques y en alta tensión, a entidades distribuidoras. Cuando no haya intereses privados dispuestos a hacer la distribución de energía, se proyecta la formación de sociedades anónimas mixtas, formadas por la CEL, la municipalidad local y los intereses particulares de la región por abastecer (ejemplo: Usulután).

En 1948, la CEL contrató con la firma Harza Engineering Co. la confección del proyecto definitivo de la presa y central hidroeléctrica en la Chorrera del Guayabo en el Lempa, denominada más tarde "5 de Noviembre", que había sido recomendada por dicha firma en un estudio preliminar.

Mediante un crédito por 12,5 millones de dólares del Banco Internacional y la colocación de un empréstito interno en bonos por 13,1 millones de colones, ampliado después a 21,6 millones de colones, la CEL financió la construcción de la central, que se contrató en 1949 con la firma Jones Construction Co. de Estados Unidos, y el sistema de transmisión a 110 y 66 KV, que construyó la firma italiana Techint.

La central "5 de Noviembre" quedó terminada y funcionando con dos unidades de 15.000 KW cada una en el curso de 1954, en que se inició la entrega de energía en San Salvador (CAESS) y en San Miguel (CEO).

/Es digna de

Es digna de destacarse, como un ejemplo para otros países, la forma rápida y adecuada con que se realizó el financiamiento de las obras de la CEL y la colaboración que encontró en los sectores inversionistas particulares e institucionales del país para la colocación de su importante deuda en bonos.

Para complementar sus recursos financieros, la CEL ha recibido, en diversas partidas, avances del gobierno sin interés, reembolsables a largo plazo, que alcanzan a unos 8,5 millones de colones.

Las inversiones totales en obras en servicio y en construcción alcanzaban a fines de agosto de 1956 a 56,5 millones de colones (22,6 millones de dólares).

La eficiente explotación de este sistema primario, que ha venido a solucionar el problema de escasez de energía que afectó por largo tiempo a El Salvador, hace suponer que toda ampliación hidroeléctrica futura de la capacidad generadora del país, salvo pequeñas excepciones, será realizada por la CEL. En efecto, esta entidad tiene un programa de desarrollo de ejecución a largo plazo que contempla las necesidades del país en general.

Para atender al crecimiento de la demanda y mantener capacidad de reserva, a fines de 1956 quedará en operación la 3a. unidad generadora en la central "5 de Noviembre", con lo cual su capacidad llegará a 45.000 KW. Al mismo tiempo están en ejecución las obras de regulación de la laguna Güija que alimenta a un tributario importante del Lempa en su curso superior (río Desagüe). Estas instalaciones comprenden una presa de concreto para aumentar la capacidad de embalse de la laguna y obras civiles adicionales para el control de las aguas en las fluctuaciones de nivel a que quedará sometido el lago.

/La etapa

La etapa siguiente proyecta el desarrollo de dos centrales en serie hidráulica en el río Desagüe, utilizando la caída entre el lago Güija y el río Lempa. La primera de estas centrales, con 25.000 KW instalados, deberá empezar a construirse en 1958-59 para entrar en servicio en 1960-61. La segunda central, de 15.000 KW tendría que estar en operación a más tardar en 1964, si se cumplen las previsiones hechas en el cuadro 16.

Dando por supuesto que la capacidad generadora térmica existente sólo se utilice como reserva o para afirmar pequeños déficit de potencia, y considerando que la capacidad hidroeléctrica instalada por el resto de las empresas del país no tenga variación en el futuro, el programa de desarrollo de la CEL debería corresponder aproximadamente al indicado en el cuadro 48.

De acuerdo con el cuadro 48, ya el año 1959 no habría capacidad hidroeléctrica de reserva. De no entrar en servicio la la. central Güija en 1960, las centrales térmicas tendrán que suministrar 6.000 KW para atender la máxima demanda de ese año.

En 1963, la capacidad hidroeléctrica no alcanzaría a abastecer la demanda máxima; el pequeño déficit tendrían que suplirlo las centrales térmicas. De modo que la 2a. central de Güija tendría que estar en servicio en 1964, si no antes.

Nuevamente en 1966 tendría que agregarse mayor capacidad generadora. El plan de electrificación de la CEL tiene en proyecto la construcción, para esa época, de una central de embalse en el río Lempa, en el

/lugar

lugar denominado Poza del Silencio, unos 20 Km. aguas arriba de la central "5 de Noviembre". Tendría aproximadamente la misma capacidad de ésta y características constructivas muy similares.

Cuadro 48

El Salvador: Demandas y capacidad generadora (Hidroeléctrica) Sistema nacional interconectado. Período 1956-1965

Año	Demanda máxima sistema nacional (KW)	Cap. Inst. Hidroeléctrica (KW)			Observaciones
		Otras Empresas	CEL a/	Total	
1956	36.000	11.000	45.000	56.000	
1957	43.500	11.000	45.000	56.000	
1958	49.200	11.000	45.000	56.000	
1959	55.300	11.000	45.000	56.000	
1960	62.000	11.000	70.000	81.000	Instalación 1a. Central Güija, 25.000 KW
1961	69.200	11.000	70.000	81.000	
1962	76.500	11.000	70.000	81.000	
1963	82.500	11.000	70.000	81.000	Déficit 1.500 KW atendido por centrales térmicas.
1964	88.600	11.000	85.000	96.000	2a. central Güija 15.000 KW
1965	96.000	11.000	85.000	96.000	

Fuente: Estimaciones del autor

a/ Capacidad instalada actual según cuadro 32 (cifra redondeada).

/En cuanto

En cuanto al sistema de transmisión, su ampliación futura consistirá en la construcción de una línea de 115 KV entre las 2 centrales de Güija y San Salvador, pasando por Santa Ana. La capital quedará así doblemente alimentada, y los dos sistemas hidroeléctricos interconectados.

Es interesante destacar, como un ejemplo de coordinación eléctrica entre países, el acuerdo celebrado recientemente entre El Salvador y Guatemala en relación con las obras de regulación de la laguna de Güija, cuya operación controlada obligará a inundar cierta zona limítrofe en territorio Guatemalateco. En compensación de los perjuicios que signifique la inundación de estos terrenos, El Salvador se ha comprometido a suministrar energía a Guatemala, de acuerdo con las tarifas normales que tenga vigentes la CEL, hasta una potencia de 5.000 KW, una vez que entre en servicio la primera de las centrales del río Desagüe, mediante una línea de transmisión de 35 KV que se construirá hasta la fontera entre ambos países. Será éste el primer ejemplo de comercio internacional y de integración en materia de energía eléctrica en Centroamérica.

Es probable que las autoridades de electrificación de Guatemala traten de interconectar esta línea con el sistema local Río Hondo-Zacapa-Chiquimula que está desarrollando el Departamento de Electrificación en el Sector Oriental de este país.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Gobierno de El Salvador cuenta con una entidad nacional de electrificación debidamente organizada, encargada de la ejecución de

/un plan

un plan nacional de aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, cuyos resultados son altamente halagadores para el desenvolvimiento y progreso del país.

Se dispone de un amplio abastecimiento, que ha significado un aumento notable de los consumos de energía eléctrica en los últimos tres años.

Las tarifas son razonables y están estimulando el desplazamiento de otras formas de energía de mayor costo. Existe además un mecanismo adecuado de regulación de los precios de venta que funciona sin tropiezos.

Hasta el momento, la electrificación se ha limitado prácticamente a las zonas urbanas, que eran las más necesitadas; sin embargo, existe un amplio campo para la electrificación de las zonas agrícolas, donde se presentan condiciones favorables para la electrificación rural, debido a la alta densidad de consumidores potenciales.

Dada la limitación del territorio frente al constante aumento de la población, es indispensable incrementar la productividad agrícola mediante la electrificación y mecanización de las faenas, incluyendo el riego con bombas, que ha dado espléndidos resultados en plantaciones de café de la región de Santa Ana.[22/]

La CEL podría iniciar un programa de electrificación rural en ciertas zonas debidamente seleccionadas, mediante la creación de cooperativas o comunidades de consumidores, a quienes se darían facilidades para el financiamiento de las instalaciones de distribución en plazos razonables.

22/ Informaciones obtenidas en el beneficio de café "El Molino" de Santa Ana, donde se han comprobado aumentos extraordinarios de los rendimientos gracias al riego suplementario por aspersión.

/Debe sobreentenderse

Debe sobreentenderse que ésta sería una labor de fomento y no estrictamente comercial, de resultados indirectos y a largo plazo, que no pueden llevar a cabo las empresas eléctricas particulares.

Es probable que, para realizar un programa de esta especie, la CEL requiera la asesoría de un experto en electrificación rural, familiarizado con los aspectos técnicos de la distribución así como con la organización y supervigilancia de las entidades distribuidoras y con la utilización de la energía eléctrica en las labores agrícolas y domésticas.

La CEL cuenta con personal técnico competente, pero en número reducido. En su próxima etapa de desarrollo debería aprovechar el período de construcción de la primera central en el Río Desagüe para entrenar a un grupo de ingenieros y técnicos, base para la formación de una oficina propia de ingeniería de proyectos que, con el tiempo, podrá encargarse del diseño de las obras, la especificación de los equipos y la resolución de las licitaciones. Esta misma oficina tendría a su cargo los estudios preliminares de futuros desarrollos, la investigación de los recursos de energía y el planeamiento en general.

En el aspecto administrativo es conveniente que la CEL revise sus métodos contables, y adopte un sistema apropiado de cuentas basado en una clasificación funcional tanto de las inversiones como de los gastos de explotación. El sistema actual es inapropiado; desde luego no tiene establecida una contabilidad de la depreciación, y en cambio incluye, dentro de los gastos de explotación, los gastos financieros, relacionados con el servicio de las deudas.

/Para corregir

Para corregir esta situación se requeriría la asistencia de un experto por unos 6 meses para dejar establecido en la CEL un sistema uniforme de cuentas y de control presupuestario basado en el mismo. El sistema uniforme de cuentas podría incorporarse después al reglamento de la Ley de Servicios Eléctricos, para su aplicación a las demás empresas de servicio público del país.

IV. HONDURAS

Superficie: 112.000 Km^2

Población estimada en 1956: 1.700.000 habitantes

Este país, cuya superficie es un poco superior a la de Guatemala, tiene sólo la mitad de la población de ésta. Más de las tres cuartas partes del territorio están cubiertas por densos bosques, prácticamente inexplotados, con una población insignificante.

La agricultura es la actividad productiva más importante, representada principalmente por los cultivos de café y bananos, que en conjunto representan más del 80% del valor total de las exportaciónes (1954). La actividad industrial es muy pequeña, y la minería, principalmente de oro y plata, ha ido declinando hasta ser hoy día de muy escasa importancia.

Para fines de electrificación y prioridad de abastecimiento, y atendiendo al estado de desarrollo del país, puede subdividirse éste en tres áreas geográficas principales: región central, región noroeste, y resto del país.

La región central comprendería a Tegucigalpa y alrededores, más el valle de Comayagua y pueblos vecinos. Es una región agrícola, poco extensa, de variada producción, que sólo ahora comienza a desarrollarse en forma intensiva, principalmente con el cultivo del algodón en el valle de Comayagua, donde se proyecta realizar importantes obras de riego. Quedan comprendidas en esta región las ciudades de Tegucigalpa y Comayagua y unos 7 pueblos menores (Siguatepeque, La Paz, etc.), con una población total estimada en unos 120.000 habitantes.

/La región

La región noroeste comprende los valles de Ulua y Chamalecón, desde el lago Yojoa hasta la costa del Atlántico, con una extensión de unos 3.000 a 4.000 Km^2. Esta es la zona agrícola más importante ya que en ella se encuentran las grandes plantaciones bananeras de la Tela Railroad Co. (subsidiaria de la United Fruit Co.) Queda en esta región la ciudad de San Pedro Sula, segunda del país, los puertos de Tela y Puerto Cortés, y unos 20 pueblos menores, en los departamentos de Cortés y Santa Bárbara. San Pedro Sula es el centro de almacenamiento, proceso y comercio de la mayor parte de la producción de café del oeste de Honduras. Existen en la ciudad diversas industrias, principalmente ligadas a la agricultura de la región (ingenios de azúcar, beneficios de café, molinos de maíz, etc.).

El resto del territorio, en gran parte inexplorado o inhabitado, tiene solamente actividad agrícola. En la costa norte, al oriente de Tela, quedan las plantaciones bananeras de la Standard Fruit Co., con los puertos principales de la Ceiba y Trujillo. Hacia el poniente, en los valles superiores del Chamalecón y de Ulua, se extiende una zona productora de café y de diversos cultivos para el consumo local.

1. CAPACIDAD DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

a) Centrales generadoras. Aparte de las ciudades de Tegucigalpa y San Pedro Sula, y de las poblaciones de la zona bananera del Atlántico, hay servicio público eléctrico en unos 50 pueblos del país, en su gran mayoría restringido a unas pocas horas diarias, abastecidos por pequeñas plantas aisladas.

/Eliminando

Eliminando las plantas menores de 30 KW (alrededor de 25), hay en el país unas 28 centrales generadoras de servicio público,[23] con una potencia instalada total de 8.410 KW (cuadro 49).

No se incluyen en estas cifras las centrales de las compañías bananeras que suministran energía eléctrica a Puerto Cortés, La Lima, Tela y La Ceiba, por ser ésta una actividad accesoria a sus faenas agrícolas y de transporte.

La capacidad generadora instalada en Honduras es la más baja de Centroamérica. En términos de la población del país, la potencia instalada no alcanza a 5 watts por habitante, y es unas 14 veces menor que en Costa Rica. Aun cuando en el período 1950-1956 muestre un crecimiento de más de 100%, en un nivel tan bajo de capacidad este crecimiento no tiene gran significación.

De acuerdo con las cifras del cuadro 49, alrededor del 70% de la capacidad instalada es dieseléctrica (5.910 KW).

En el cuadro 50 se hace una clasificación de las centrales generadoras de acuerdo con su capacidad. De las 28 plantas en servicio, sólo tres tienen más de 500 KW, y de éstas ninguna llega a 3.000 KW. La más grande es la central diesel de La Leona en Tegucigalpa, de la Empresa de Agua y Luz Eléctrica, que tiene 2.700 KW instalados (6 unidades). La central hidroeléctrica más importante pertenece también a la misma empresa y tiene 1.600 KW de capacidad (2 unidades).

23/ Los datos de algunas centrales pequeñas son imprecisos, de modo que no es muy exacta la clasificación; sin embargo, no influyen mayormente en las cifras totales de capacidad instalada.

/Cuadro 49

Cuadro 49

Honduras: Centrales generadoras de servicio público

(30 KW o más)

Año	Hidroeléctricas No.	Hidroeléctricas Cap. Inst. (KW)	A vapor No.	A vapor Cap. Inst. (KW)	Diesel No.	Diesel Cap. Inst. (KW)	Total No.	Total Cap. Inst. (KW)
1950	6	940	1	100	12	3.030	19	4.070
1951	6	940	1	100	12	3.030	19	4.070
1952	6	940	1	100	12	3.030	19	4.070
1953	6	940	1	100	12	4.530	19	5.570
1954	6	940	1	100 a/	14	4.600	21	5.640
1955	7	1.060	-	-	18	5.780	25	6.840
1956	8	2.500	-	-	20	5.910	28	8.410

Fuente: Empresas de Tegucigalpa y San Pedro Sula; Dirección de Obras Públicas.

a/ Central a vapor de Santa Rosa de Copán, reemplazada en 1955 por central hidroeléctrica de 120 KW.

Cuadro 50

Honduras: Clasificación por tamaño de las centrales generadoras de servicio público. 1956

(30 KW o más)

Cap. Inst. (KW)	Hidroeléctricas No.	Hidroeléctricas Cap. Inst. (KW)	A vapor No.	A vapor Cap. Inst. (KW)	Diesel No.	Diesel Cap. Inst. (KW)	Total No.	Total Cap. Inst. (KW)
Menos de 100	4	280	-	-	13	680	17	960
100 - 199	2	220	-	-	4	510	6	730
200 - 499	1	400	-	-	1	200	2	600
500 - 999	-	-	-	-	-	-	-	-
1.000 - 4.999	1	1.600	-	-	2	4.520	3	6.120
5.000 ó más	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	8	2.500	-	-	20	5.910	28	8.410

Fuentes: Las mismas del cuadro 49.

/Las principales

Las principales centrales generadoras de servicio público, pertenecen a las empresas que sirven a Tegucigalpa y San Pedro Sula, (cuadro 51). Ninguna otra central excede de 200 KW de capacidad.

Cuadro 51

Honduras: Centrales de servicio público más importantes. 1956

Nombre o ubicación	Departamento	Propietario	Tipo de central	Cap. Inst. (KW)
1. La Leona - Tegugalpa.	F. Morazán	E. de A. y L. E.	diesel	2.700
2. " " "	F. Morazán	E. de A. y L. E.	hidro	1.600
3. San Pedro Sula	Cortés	P. Utilities Corp.	diesel	1.820
4. San Pedro Sula	Cortés	P. Utilities Corp.	hidro	400

Fuente: Las mismas del cuadro 49

Las dos centrales que abastecen a la capital pertenecen a la Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa de propiedad del gobierno. Las otras dos centrales más importantes abastecen a la ciudad de San Pedro Sula y pertenecen a la Public Utilities Corp. de propiedad particular. En estas dos empresas está el 77% de la capacidad generadora de servicio público del país (excluyendo las centrales de la Tela Railroad que destinan parte de su potencia al servicio público).

En cuanto a la distribución geográfica de las centrales generadoras, puede observarse en el cuadro 52 que el 55% de la capacidad (4.650 KW) está en la región central (Tegucigalpa y valle de Comayagua) y el 30% (2.500

/(2.520 KW)

(2.520 KW) en la región noroeste; de modo que en todo el resto del país hay apenas un 15% de la capacidad generadora, con sólo 1.250 KW, sin tomar en cuenta las centrales menores de 30 KW, cuya capacidad es insignificante.

Cuadro 52

Honduras: Localización de las centrales generadoras de servicio público. 1956

Región	E. de A. y L. E. No.	Cap. Inst. (KW)	P. Utilities Corp. No.	Cap. Inst. (KW)	Otras empresas No.	Cap. Inst. (KW)	Total No.	Cap. Inst. (KW)	Por ciento
Central	2 a/	4.300	-	-	3	350	5	4.650	55
Noroeste	-	-	2 a/	2.200	2	300	4	2.520	30
Resto del país	-	-	-	-	19	1.240	19	1.240	15
Total	2	4.300	2	2.200	24	1.890	28	8.410	100

Fuente: Dirección General de Obras Públicas (División Obras Hidráulicas y Plantas Eléctricas).

a/ Se consideran separadamente las centrales diesel e hidroeléctricas aunque tengan la misma ubicación.

Es relativamente más importante la capacidad generadora instalada en centrales de servicio privado, estimada en poco más de 13.000 KW, de los cuales alrededor de 7.500 KW corresponden a las compañías bananeras Tela Railroad Co. y Standard Fruit Co.

Las centrales más importantes de la Tela Railroad se encuentran en La Lima (3.000 KW), Tela (1.500 KW) y Puerto Cortés (1.000 KW), localidades

/en que

en que la compañía suministra también energía para servicio público. Aparte de otras centrales menores (Guaymas, San Alejo, Progreso), la Tela Railroad tienen alrededor de 20.000 HP instalados en grupos diesel (no eléctricos) que mueven numerosas estaciones de bombeo para riego de las plantaciones de bananos en el Valle del Ulua.

La Standard Fruit tiene en La Ceiba una central con 1.100 KW de capacidad instalada, y dos pequeñas centrales en Coyoles y Los Planes.

Todas las plantas de las compañías bananeras son dieseléctricas, con excepción de La Lima, que es a vapor.

El resto de la capacidad generadora de servicio privado corresponde al mineral El Mochito de la New York Honduras Rosario Mining Co. con 1.900 KW (diesel-hidro) y a diversas industrias y establecimientos comerciales y públicos en Tegucigalpa (alrededor de 1.600 KW) y en San Pedro Sula (unos 1.800 KW).

En el cuadro 53 se da una estimación de la capacidad generadora de servicio privado en el período 1950-1956.

Cuadro 53

Honduras: Capacidad generadora instalada en centrales de servicio privado (Estimación)

Año	Capacidad instalada (KW)	Indice
1950	13.100	100
1951	13.300	102
1952	13.500	103
1953	13.900	106
1954	14.500	110
1955	13.100	100
1956	13.200	100

Fuente: Departamento de Investigaciones Económicas del Banco Central de Honduras y Dirección de Obras Públicas.

/La disminución

La disminución de capacidad en 1955 se debe a la paralización del mineral San Juancito, de la Rosario Mining, y transferencia de sus centrales hidroeléctricas al gobierno (Empresa de Agua y Luz Eléctrica), que deberá reacondicionarlas para ponerlas en servicio y destinarlas al abastecimiento de Tegucigalpa.

Las centrales más importantes de servicio privado se indican en la lista del cuadro 54.

Cuadro 54

Honduras: Centrales más importantes de servicio privado. 1956

Nombre o ubicación	Departamento	Actividad o propietario	Tipo de Central	Cap.-Inst. (KW)
1. La Lima	Cortés	Bananera Tela R.R.	Vapor	3.000
2. Tela	Atlántida	" " "	Diesel	1.500
3. Puerto Cortés	Cortés	" " "	Diesel	1.000
4. La Ceiba	Atlántida	Bananera Standard Fruit	Diesel	1.100
5. El Mochito	Sta. Barbara	Rosario Mining	Diesel	1.200
6. El Mochito	Sta. Barbara	Rosario Mining	Hidro	700
7. San Pedro Sula (Ingenio)	Cortés	Azucarera Hondureña	Vapor	750 (est.)
8. San Pedro Sula	Cortés	Cervecería Honduras	Diesel	630

Fuente: Las mismas del cuadro 53.

/El cuadro 55

El cuadro 55 siguiente resume los datos de potencia instalada en las centrales generadoras de servicio público y privado del país para el período 1950-1956, que alcanza en la actualidad a unos 21.600 KW. La proporción de capacidad de servicio público ha ido en aumento de un 24% a un 39%, debido a que la capacidad generadora de servicio privado ha quedado prácticamente constante.

Cuadro 55

Honduras: Capacidad generadora instalada en servicio público y privado

Año	Servicio Público (KW)	Servicio privado (est.) (KW)	Total	Por ciento Serv. Pub.	Por ciento Serv. Priv.
1950	4.070	13.100	17.170	24	76
1951	4.070	13.300	17.370	23	77
1952	4.070	13.500	17.570	23	77
1953	5.570	13.900	19.470	29	71
1954	5.640	14.500	20.140	28	72
1955	6.840	13.100	19.940	34	66
1956	8.410	13.200	21.610	39	61

Fuente: Las mismas de los cuadros 49 y 53

b) Transmisión y distribución. Las localidades que cuentan con servicio eléctrico, incluso las dos ciudades principales, son abastecidas por plantas aisladas, ubicadas en los mismos centros de consumo. No existe interconexión alguna de centrales ni sistemas locales de transmisión o alimentación a varios pueblos. Tela Railroad opera un limitado sistema de

/transmisión

transmisión a 66 KV, con subtransmisión a 13,2 KV, para la alimentación de sus propios servicios en los alrededores de La Lima.

De acuerdo con las informaciones disponibles,[24/] las instalaciones de distribución son, por lo general, inadecuadas para atender las cargas existentes. Esta situación es característica en Tegucigalpa, cuya red distribuidora tiene pérdidas anormalmente altas y una pobre regulación de voltaje.[25/] Debe advertirse que en Tegucigalpa no se tiene una información permanente de las pérdidas de distribución, porque la empresa local no lleva un control totalizado de la energía consumida, a pesar de que el número de consumidores sin medidor no llega al 10%, pudiendo estimarse su consumo con suficiente aproximación. Según estudio hecho por la Empresa, el total de pérdidas de distribución en Tegucigalpa habría sido en 1955 de alrededor de 31%.

Aun cuando la capacidad de los transformadores de distribución es superior a la carga abastecida, numerosos transformadores han tenido que reemplazarse por encontrarse en malas condiciones, como consecuencia de la deficiente conservación a que han estado sometidos.

Debido a la estrechez de las calles centrales se observa en Tegucigalpa mucha congestión en las líneas aéreas, que, lo mismo que los transformadores de distribución, se apoyan generalmente en soportes empotrados en los muros de los edificios, dando una impresión de poca seguridad. Esto ha de constituir un serio obstáculo para el refuerzo y ampliación del sistema distribuidor de la ciudad.

24/ Estudio de Fuerza Eléctrica Regiones Central y Noroeste de Honduras. Harza Engineering Co. mayo 1956.

25/ Según Harza Engineering, el mejoramiento del voltaje representaría un aumento de la demanda máxima de unos 700 KW en Tegucigalpa.

/De acuerdo

De acuerdo con las estadísticas de la Public Utilities Corp., las pérdidas de distribución en San Pedro Sula son también considerables, ya que fluctúan alrededor de un 30%, lo que hace suponer que las condiciones de la red distribuidora no han de ser muy superiores a las de Tegucigalpa.

El ejemplo de las dos ciudades más importantes puede dar una idea de la situación en el resto de las empresas del país, la mayoría de las cuales no tiene datos de la energía consumida (suministrada normalmente sin medidor), ni por consiguiente, de la pérdida en las redes.

2. PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

Al establecer las cifras de producción de energía eléctrica para servicio público (lo mismo que para el consumo), es indispensable incluir la energía de las plantas de la Tela Railroad destinada al suministro público de las localidades de Puerto Cortés, Tula y La Lima, que alcanza en la actualidad a unos 1,5 millones de KWH.

En el cuadro 56 se indica la producción total de energía eléctrica de servicio público en el período 1950-1956, clasificada por tipo de generación.

Como puede verse, la producción total ha aumentado en un 135% en los últimos 6 años, principalmente por el incremento de la generación dieseléctrica, que en la actualidad representa cerca del 75% del total.

En términos de la población del país los índices de producción son insignificantes: menos de 9 KWH al año por habitante en 1950 y 15,6 KWH en 1956. Para llegar siquiera al nivel medio de producción de Guatemala, la generación total tendría que ser unas tres veces mayor que la actual.

/Cuadro 56

Cuadro 56

Honduras: Producción de energía electrica. Servicio público
(Millones de KWH)

Año	Hidroeléctrica	A vapor a/	Diesel	Total
1950	3,7	0,4	7,7	11,8
1951	3,7	0,4	9,5	13,6
1952	3,8	0,4	11,9	16,1
1953	3,8	0,5	14,5	18,8
1954	4,5	0,3	15,7	20,5
1955	5,1	0,3	17,7	23,1
1956 (est.)	6,9	0,3	19,3	26,5

Fuente: Dirección de Obras Públicas, Tela R.R., Empresa de Agua y Luz Eléctrica y Public Utilities Corp. y Departamento de Investigaciones del Banco Central de Honduras.

a/ Incluye hasta 1953 la producción (estimada) de la Central de Santa Rosa de Copán. Desde 1954 incluye sólo la energía de la Central de Lima destinada al servicio público.

Aparte de la Empresa de Agua y Luz Eléctrica (Tegucigalpa), la Public Utilities Corp. (San Pedro Sula) y Tela Railroad (Puerto Cortés, La Lima y Tela), el resto de la producción destinada al servicio público es estimado, con base en las informaciones de la Dirección de Obras Públicas y del Departamento de Investigaciones Económicas del Banco Central de Honduras. La producción de las tres primeras representa en 1956 el 79% (21 millones KWH) del total del país.

De acuerdo con la distribución geográfica de las centrales generadoras, el 47,5% de la producción de servicio público del país corresponde a la región central (Tegucigalpa y Valle de Comayagua), y el 40% a la región noroeste (incluído el servicio público de Tela Railroad). En el cuadro 57 se muestra esta clasificación para el período 1950-1956.

/Cuadro 57

Cuadro 57

Honduras: Producción de energía eléctrica. Servicio público por regiones
(Millones de KWH)

Año	Región central	Región noroeste[a]	Resto del país	Total
1950	5,1	5,0	1,7	11,8
1951	6,0	5,6	2,0	13,6
1952	7,2	6,4	2,5	16,1
1953	8,7	7,4	2,7	18,8
1954	9,7	8,0	2,8	20,5
1955	10,7	9,1	3,3	23,1
1956 (est.)	12,6	10,1	3,8	26,5

Fuente: Las mismas del cuadro 56

a/ Incluída la producción de Tela Railroad destinada a servicio público.

La energía generada en la región central es casi exclusivamente (95%) la de la Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa. Del mismo modo, la producción de la Public Utilities Corp. en San Pedro Sula representa la mayor parte (75%) de la producción en la región noroeste.

En cuanto a la generación de las plantas de servicio privado, se conocen los datos de las compañías más importantes, esto es, Tela Railroad, Standard Fruit y Rosario Mining Co., que representan alrededor de un 75% de la potencia instalada total. El resto de la producción de servicio privado es estimado. Aproximadamente el 85% de la energía generada por las centrales de servicio privado es térmica.

/Las cifras

Las cifras correspondientes se muestran en el cuadro 58, que resume la producción total de servicio público y privado durante el período 1950 a 1956.

Cuadro 58

Honduras: Producción de énergía eléctricá. Servicio públicó y privado.

Año	Millones de KWH			Por ciento	
	Serv. público	Serv. privado	Total a/	Serv. públicó	Serv. privado
1950	11,8	37,0	48,8	24	76
1951	13,6	41,0	54,6	25	75
1952	16,1	42,0	58,1	28	72
1953	18,8	45,0	63,8	30	70
1954	20,5	36,0	56,5	36	64
1955	23,1	37,0	60,1	38	62
1956	26,5	39,0	65,5	40	60

Fuente: Las mismas del cuadro 56.

a/ Parcialmente estimada; excluída la producción de Tela Railroad destinada a servicio público.

Se observa un constante aumento en la proporción de energía destinada al servicio público, que alcanza en el presente a un 40% del total.

3. SUMINISTRO Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Como se ha mencionado anteriormente, alrededor de 50 localidades del país cuentan con servicio público eléctrico, atendido en la mayoría de los casos por empresas locales de propiedad pública

/(Gobierno,

(gobierno, juntas departamentales o municipalidades). Salvo las ciudades más importantes, el servicio es sólo parcial, de 6 a 12 horas diarias, principalmente para consumo de alumbrado.

Es muy difícil establecer el número de consumidores así como el monto de la energía consumida en el país, ya que, con excepción de la Empresa de Agua y Luz Eléctrica y la Public Utilities Corp., es imposible obtener más datos que la capacidad de las centrales y su producción estimada.

En base a datos de población, densidad probable de consumidores y producción de energía, puede estimarse que el número de abonados en el resto del país es en la actualidad poco mayor que el de las dos empresas principales (Tegucigalpa y San Pedro Sula) juntas. En cuanto al consumo de energía en las empresas menores, se ha estimado a base de una pérdida media de distribución de 30% por referencias obtenidas acerca del estado de las redes.

Según informaciones parciales recogidas, puede estimarse para el conjunto de las empresas menores un precio medio de venta de 0,25 lempira por KWH (12,5 centavos de dólar).

Con estas suposiciones para las empresas menores, que generan alrededor de un 25% de la producción total, se ha preparado el cuadro 59, con un resumen de consumidores y ventas de energía en el país durante el período 1950-1956.

De las cifras del cuadro 59 se deduce que el consumo medio por consumidor es unas 2,5 veces más bajo que el de Guatemala y El Salvador, mientras el precio medio por KWH es 2,5 veces mayor que en estos países.

/Cuadro 59

Cuadro 59

Honduras: Consumidores y ventas de energía eléctrica

(Parcialmente estimados)

Año	No. de consumidores a/	Consumo de Energía (millones KWH)	Entradas por venta de energía (millones L)	Consumo medio anual por consumidor (KWH)	Entrada media por KWH	
					Ctvs. L	Ctvs. Dl. b/
1950	17.000	8,1	1,65	480	20,4	10,2
1951	18.000	9,3	1,85	520	20,2	10,1
1952	20.000	11,1	2,22	555	20,0	10,0
1953	22.000	13,0	2,58	590	19,9	10,0
1954	24.000	14,4	2,93	600	20,3	10,1
1955	26.500	16,3	3,43	615	21,0	10,5
1956	30.000	18,9	3,67	630	19,4	9,7

Fuente: Empresa de Agua y Luz Eléctrica y Public Utilities Corp.

a/ Promedio del año.
b/ Equivalencia: 1 dólar = 2 lempiras

Aun cuando el consumo total de energía habrá aumentado de 1950 a 1956 en más de 130%, el consumo medio, extremadamente bajo, apenas ha crecido en un 31%. O sea que el mayor consumo registrado se debe casi éxclusivamente al aumento del número de abonados. La población de todas las localidades que cuentan con servicio público eléctrico se estima en unos 290.000 habitantes; luego la densidad de consumidores eléctricos es en la actualidad de aproximadamente un consumidor por cada 10 habitantes.

/Las causas

Las causas principales de estos bajos índices de consumo son la escasa capacidad generadora disponible y las tarifas excesivamente altas que se cobran.

Aproximadamente el 75% de los consumidores y el 88% del consumo de energía del país corresponde a las poblaciones de las regiones central y noroeste.

4. PRINCIPALES EMPRESAS ABASTECEDORAS

Las empresas más importantes de servicio público son, en la región central, la Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa, y en la región noroeste, la Public Utilities Corp. de San Pedro Sula. Sigue en importancia, en escala muy inferior, el servicio de distribución del Distrito Local de Puerto Cortés, en la región noroeste, que adquiere la energía de Tela Railroad Co.

Del resto de las empresas del país, la mayoría son de propiedad del gobierno o de las municipalidades.

a) Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa. Esta empresa es de propiedad del gobierno y funciona como un departamento del Ministerio de Fomento. Suministra agua y energía eléctrica a la ciudad de Tegucigalpa y zona suburbana, con una población actual de alrededor de 95.000 habitantes.

Esta es la empresa eléctrica más importante del país en cuanto a capacidad, producción y número de consumidores.

La energía es generada en la Central La Leona, ubicada en la misma ciudad, que cuenta con 6 grupos dieseléctricos con una capacidad de 2.700 KW, de los cuales 1.550 KW han sido instalados en los últimos tres años, y dos unidades hidroeléctricas de 800 KW cada una, recién instaladas

/en reemplazo

en reemplazo de las dos unidades de 160 KW cada una que existían desde 1929. La capacidad total instalada de la Empresa de Agua y Luz Eléctrica es por lo tanto de 4.300 KW.

La central hidroeléctrica utiliza la caída originada por la cañería de aducción de agua potable de la ciudad; su capacidad de generación está, por consiguiente, limitada por las necesidades de abastecimiento de agua. Sin embargo, durante gran parte del tiempo se dispone de agua en exceso sobre las necesidades y ello permite generar mayor cantidad de energía. A los pocos días de instalarse, la nueva central hidroeléctrica alcanzaba a generar unos 18.000 KWH diarios, estimándose que en promedio podrá obtenerse una generación anual de 4,5 a 5 millones de KWH; o sea, más del doble de la producción alcanzada con las dos unidades reemplazadas.

En los cuadros 60 y 61 siguientes se muestran los datos principales de la operación eléctrica de esta empresa para el período 1950-1956.

Como se ha mencionado antes, la empresa no totaliza los consumos facturados, a pesar de disponer de máquina facturadora, de modo que desconoce el monto de la energía consumida. Para determinar las pérdidas de distribución la empresa hizo en el primer semestre de 1955 una totalización de los consumos controlados, con lo cual estableció que las pérdidas alcanzaban a 30,5%, cifra que se adoptó en el cuadro 60 para estimar el consumo del año. Para los años anteriores, de acuerdo con las estimaciones de la misma empresa, se supuso una pérdida

/media

media de 30%. Para el año 1956, en que se han hecho diversas mejoras en la red, estima la empresa que las pérdidas se habrán reducido a un 28%.

Cuadro 60

Honduras: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa. Capacidad generadora, producción y demandas máximas

Año	Cap. Inst. (KW)	Producción millones KWH Hidroeléctrica	Diesel	Total	Consumo de energía a/ (millones KWH)	Pérdidas de distribución	Demanda Máxima (KW)	Factor de carga (por ciento)
1950	1.470	0,95	3,82	4,77	3,34	30	1.260	43
1951	1.470	0,90	4,82	5,72	4,00	30	1.500	44
1952	1.470	0,89	5.96	6,85	4,80	30	1.500	52
1953	2.270	0,85	7,55	8,40	5,87	30	1.900	50
1954	2.270	1,30	7,95	9,25	6,46	30	2.070	51
1955	3.020	1,90	8,27	10,17	7,10	30,5	2.250	52
1956 (est.)	4.300	3,00	9,00	12,00	8,64	28	3.200	43

Fuente: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa.

a/ La empresa no dispone de este dato; se estima basándose en una pérdida de distribución y consumo propio de 30% hasta 1954. Para 1955 y 1956, la empresa tiene la estimación indicada en el cuadro.

Con el aumento de capacidad instalada ocurrido solamente en los útlimos 4 años, la producción de energía y la demanda máxima prácticamente se han duplicado entre 1952 y 1956. A pesar de estos incrementos relativamente elevados, los índices de demanda y consumo son todavía muy bajos. El consumo medio por consumidor apenas ha variado de 1953 hasta el presente.

/En cuanto

En cuanto a la demanda máxima por habitante en el área de servicio de la Empresa, en la actualidad alcanza a unos 34 watts.

Cuadro 61

Honduras: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa. Consumidores y ventas de energía.

Año	No. de consumidores a/	Consumo de energía (Millones KWH)	Entradas por venta de energía (Millones lempiras)	Consumo medio anual por consumidor KWH)	Entrada media por KWH: Ctvs. de lempira	Entrada media por KWH: Ctvs. de dólar b/
1950	5.318	3,34	0,632	620	19,0	9,5
1951	5.375	4,00	0,700	750	17,5	8,8
1952	5.860	4,80	0,860	820	17,9	9,0
1953	6.306	5,87	1,050	930	17,9	9,0
1954	7.156	6,46	1,241	900	19,2	9,6
1955	7.973	7,10	1,463	890	20,6	10,3
1956 (est.)	8.648	8,64	1,500	1.000	17,4	8,7

Fuente: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa.

a/ Promedio del año
b/ Equivalencia: 1 dólar = 2 lempiras

Como lo señala Harza Engineering,[26] hay al menos tres factores predominantes que han contribuído a restringir el consumo de energía eléctrica: insuficiente capacidad generadora, malas condiciones de la

26/ Estudio de Fuerza Eléctrica Regiones Central y Noroeste de Honduras. Harza Engineering Co. mayo 1956.

/red

red distribuidora y tarifas excesivamente elevadas. Estos dos últimos factores son tal vez más importantes en la actualidad que la falta de capacidad, que en parte ha sido subsanada en la ampliación reciente de la central hidroeléctrica. (Harza menciona también los altos derechos de aduana que gravan a los artefactos eléctricos; pero este factor parece secundario, puesto que los derechos en Honduras no son mayores que en los otros países de Centro y Sud América, cuyos niveles de consumo son muy superiores).

Esta circunstancia ha obligado a diversos industriales, así como a algunos establecimientos comerciales y otros servicios, a instalar centrales generadoras para su propio consumo. Se estima que en Tegucigalpa hay unas 20 plantas de servicio privado de 20 KW o más, con una capacidad instalada superior a 1.600 KW.

La condición de la red distribuidora es inadecuada e insuficiente aún para la limitada capacidad generadora disponible. Ya se ha mencionado el alto nivel de pérdidas. Con las mejoras que se han estado realizando en la red de distribución durante el curso del presente año, la empresa estima que habrá una notable disminución de las pérdidas. Si esto se logra, y se mantiene el ritmo de producción, el aumento de los consumos con respecto a 1955 será apreciable (22%).

El nivel de precios excesivamente alto, que no guarda una relación razonable con los costos, ha sido, como ya se ha dicho, otro de los factores limitadores del consumo eléctrico en Tegucigalpa. Desde 1950 hasta 1955, la entrada media ha fluctuado entre 18 y 20 centavos de lempira por KWH (el pequeño descenso en 1951 parece deberse a un error), observándose por primera vez una baja, del 15,5%, en el año 1956, como consecuencia de las revisiones

/y rebajas

y rebajas sucesivas de tarifas establecidas en el curso de este último año. Se hará referencia a ellas al estudiar las tarifas.

La densidad de consumidores eléctricos en el área de Tegucigalpa y su zona suburbana con una población actual estimada en unos 93.000 habitantes, corresponde a una relación de 10,8 habitantes por consumidor, que es más bien típica de una zona semirural. Esto indica que hay un considerable número de viviendas y de pequeño comercio que no tiene servicio eléctrico. Una estimación conservadora de 7 habitantes por consumidor para el área de servicio de la Empresa (que no implica una saturación de la zona electrificada) lleva a la conclusión de que hay actualmente en la ciudad unos 4.600 consumidores potenciales, que en condiciones normales de abastecimiento, y con tarifas razonables, podrían contar con servicio eléctrico.

Tomando en cuenta esta circunstancia y el hecho de que en las cocinas domésticas y comerciales se emplea generalmente leña (con un gasto medio mensual de unas 15 lempiras) y en menor escala, gas licuado (a un costo mucho mayor), se ve que existe un mercado extraordinario para la energía eléctrica si hubiera amplia disponibilidad y el precio para este consumo no excediera de unos 10 a 12 centavos de lempira por KWH (con la tarifa actual resulta al doble).

La empresa tiene pocos servicios sin medidor (menos del 10%), todos ellos con fusibles limitadores; sin embargo, un 25% de los medidores instalados son de propiedad de los consumidores,[27/] práctica que no parece recomendable.

27/ Harza Engineering, estudio citado. Vol. II.

/Debe

Debe advertirse que todos los consumos del gobierno y municipales, así como el consumo doméstico de numerosos funcionarios, son suministrados gratis por la Empresa, de acuerdo con un decreto que en cada caso expide el Ministerio de Fomento.

Como se ha indicado antes, la Empresa de Agua y Luz Eléctrica es una dependencia del Ministerio de Fomento. Su presupuesto anual de gastos y entradas, para los servicios de agua y electricidad, está incorporado al presupuesto general de la nación, cuya clasificación de cuentas no corresponde a un sistema funcional apropiado a una empresa de suministro eléctrico.

La Empresa carece, por lo demás, para su control interno de un presupuesto de explotación, separado del de inversiones. Su único control son las partidas del presupuesto fiscal. Todo cambio de imputación en los gastos, así como todo aumento, debe ser aprobado por el Ministerio de Hacienda, a quien recurre la Empresa por intermedio del Ministerio de Fomento.

Las entradas de explotación de la Empresa, más los suplementos que le acuerde el gobierno, deben ser suficientes para cubrir todos los egresos de explotación e inversión. Los excedentes o superávit que se produzcan deben ser reintegrados a la Tesorería Fiscal.

Con el sistema contable actual no es posible conocer los costos de producción, distribución, etc. a menos de que se realice un detallado análisis y desglose de las cuentas existentes. Aún así, no es posible establecer los costos totales por no existir una contabilidad de la depreciación. El resumen de gastos de explotación para 1955, que se muestra más adelante (véase el apartado 5 sobre tarifas), es el resultado de un estudio

/especial

especial hecho por el director de la Empresa para el primer semestre de ese año.

Recientemente, el gobierno adquirió para la Empresa de Agua y Luz Eléctrica las centrales hidroeléctricas de la Rosario Mining Co., ubicadas en el Mineral San Juancito, a unos 22 Km. de Tegucigalpa. Estas centrales, cuya capacidad útil es en la actualidad de 1.340 KW. serán reacondicionadas por la Empresa, aumentando su capacidad a unos 1.600 KW, para destinarlos al abastecimiento de Tegucigalpa, mediante una línea de transmisión de 33 KV, cuya construcción deberá iniciarse en breve. De este modo, la Empresa espera contar a fines de 1957 con una capacidad generadora adicional que representará un incremento de 37% sobre la capacidad actual.

b) Public Utilites of Honduras Corp. Esta compañía particular de capital norteamericano, abastece a la ciudad de San Pedro Sula, y sus alrededores, en un área cuya población actual se estima en cerca de 30.000 habitantes.

La compañía cuenta con una capacidad generadora de 2.200 KW, en una central dieseléctrica de 1.820 KW instalados y una hidroeléctrica con 400 KW instalados.

Los datos principales de operación de esta empresa se indican en los cuadro 62 y 63 siguientes.

Las condiciones restrictivas del consumo, predominantes en el resto del país, y en especial en Tegucigalpa, no se presentan en San Pedro Sula,[28/] salvo el nivel de tarifas, que es tan elevado como en la capital.

28/ Harza Engineering, estudio citado.

/Cuadro 62

Cuadro 62

Honduras: Public Utilities of Honduras. San Pedro Sula. Capacidad generadora, producción, demandas máximas

Año	Cap. Inst. (KW)	Producción millones KWH Hidroeléctrica	Diesel	Total	Consumo de energía (Millones KWH)	Pérdidas de distribución (Por ciento)	Demanda Máxima (KW)	Factor de carga (por ciento)
1950	1.520	1,64	1,70	3,34	2,37	29	860	44
1951	1.520	1,75	2,09	3,84	2,72	29	1.060	41
1952	1.520	1,83	2,70	4,53	3,20	29	1.270	41
1953	2.220	1,71	3,54	5,25	3,67	30	1.460	41
1954	2.220	1,89	3,81	5,70	4,03	29	1.540	42
1955	2.220	1,54	5,06	6,60	4,73	28	1.630	45
1956 (est.)	2.220	1,80	5,70	7,50	5,35	29	1.900	45

Fuente: Public Utilities of Honduras.

Cuadro 63

Honduras: Public Utilites of Honduras. San Pedro Sula. Consumidores y ventas de energía

Año	No. de consumidores	Consumo de energía (Millones KWH)	Entradas por venta de energía (Millones lempiras)	Consumo medio anual por consumidor (KWH)	Entrada media por KWH Ctvs. de lempira	Ctvs. de dólar a/
1950	3.184	2,37	0,422	745	17,8	8,9
1951	3.484	2,72	0,487	780	17,9	9,0
1952	3.852	3,20	0,569	830	17,8	8,9
1953	4.233	3,67	0,650	870	17,7	8,9
1954	4.681	4,03	0,726	860	18,0	9,0
1955	5.197	4,73	0,842	910	17,8	8,9
1956 (est)	5.700	5,35	0,950	940	17,8	8,9

Fuente: Public Utilities of Honduras

a/ Equivalencia: 1 dólar = 2 lempiras

/La capacidad

La capacidad generadora ha sido suficiente para atender el crecimiento de la demanda máxima, cuyo índice por habitante es en la actualidad de unos 65 watts, casi el doble que en Tegucigalpa. Por otra parte, el número de consumidores conectados refleja una densidad normal de cinco habitantes por consumidor, que es más del doble de la de Tegucigalpa. Sin embargo, el consumo medio por consumidor es del mismo orden que en Tegucigalpa, y apenas ha aumentado en los últimos 6 años.

La probable explicación de este bajo nivel de consumo específico debe estar en los elevados precios de venta de la energía, alrededor de 18 centavos de empira por KWH (9 centavos de dólar) en promedio. Aparentemente, estos altos precios no guardan una relación razonable con los costos, aún tomando en cuenta las pérdidas elevadas de distribución, que son muy semejantes a las de la Empresa de Agua y Luz Eléctrica. Es probable que la rentabilidad de las inversiones de la compañía sea muy alta.

La compañía tiene ordenado, para instalación a comienzos de 1957, un nuevo grupo generador diesel de 1.100 KW de capacidad, que representará un aumento de 50% sobre la capacidad actual.

5. TARIFAS

Como se ha indicado, el nivel general de precios de la energía eléctrica en Honduras es excesivamente alto. En comparación con otros países centroamericanos, es 2,5 veces mayor que en Guatemala, cerca de tres veces mayor que en El Salvador y seis veces mayor que en Costa Rica.

/Con excepción

Con excepción de las empresas más importantes, la mayor parte de los servicios son suministrados sin medidor para consumo de alumbrado, que se factura de acuerdo con tarifas fijas con cargos mensuales por lámpara, según su potencia. Con el probable uso medio mensual de alumbrado, el precio medio resultante puede estimarse en unos 20 a 25 centavos de lempira por KWH (10 a 12 centavos de dólar).

Para un examen de las tarifas de la Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa, se ha preparado el cuadro 64 en el que se hace un análisis de las ventas de energía y de los precios medios cobrados en 1955, para los diferentes tipos de consumo, clasificados en las categorías convencionales.

Este cuadro está derivado del estudio hecho por la Empresa para un mes típico del primer semestre de 1955.

Por la forma en que la Empresa tenía clasificados los consumidores, [29/] no resultó posible hacer una separación entre clientes residenciales y comerciales.

Fué necesario incluir en el grupo residencial-comercial alrededor de 200 consumos, que la Empresa denomina oficiales, y en realidad corresponden a servicios domésticos de particulares que reciben energía eléctrica gratis. Por esta razón, el precio medio efectivo por KWH para los consumidores residenciales que pagan el servicio es ligeramente superior al indicado en el cuadro.

29/ De acuerdo con las tarifas vigentes en 1955; sin medidor, alumbrado con medidor, servicios mixtos y fuerza motriz.

/Por otra

Por otra parte, tanto el consumo de alumbrado público como el de oficinas del gobierno y establecimientos públicos y municipales, es suministrado gratis por la Empresa. Por consiguiente el precio medio global resultante, así como el indicado en otros cuadros anteriores, no refleja los verdaderos precios cobrados.

Cuadro 64

Honduras: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa. Consumidores y ventas de energía. 1955

Categoría	No. de consumidores	Consumo anual público (KWH)	Entrada por venta de energía (Millones L)	Consumo medio anual por consumidor (KWH)	Entrada media por KWH Ctvs. de lempira	Entrada media por KWH Ctvs. de dólar
Residencial) Comercial)	7.562	3,88	1,166	514	30,0 b/	15,0 b/
Industrial	270	1,97	0,297	7.300	15,1	7,6
Alumbrado público	1	0,56	- a/	560.000	-	-
Gobierno y Municipalidad	140	0,69	- a/	4.950	-	-
Total y prom.	7.973	7,10	1,463	890	20,6	10,3

Fuente: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa
a/ No se paga
b/ Incluye consumidores que reciben servicio gratis.

Si se eliminan los servicios gratuitos en el grupo residencial-comercial (que comprende consumos sin medidor, alumbrado con medidor, servicio mixto y algunos incluídos entonces en la tarifa de fuerza

/motriz),

motriz), el precio medio efectivamente pagado por los consumidores de este grupo fue de 31,5 centavos de lempira por KWH (15,75 centavos de dólar).

Las tarifas vigentes hasta diciembre de 1955 consultaban las siguientes categorías: tarifa fija (sin medidor), alumbrado con medidor, fuerza motriz y servicio mixto (alumbrado y fuerza motriz). Esta clasificación era sólo nominal: cualquier consumidor podía acogerse a cualquier tarifa de acuerdo sólo con el monto de consumo que tuviera.

La tarifa fija tenía un cargo medio de 0,09 lempira (4,5 centavos de dólar) por watt conectado al mes. La tarifa de alumbrado con medidor era de bloques de precios descendentes, de 45 centavos lempira por KWH para los primeros 10 KWH, hasta 15 centavos para el exceso sobre 100 KWH mensuales. La de fuerza motriz tenía un solo cargo de 15 centavos por KWH; y la de servicio mixto, un cargo de 25 centavos por KWH.

Por primera vez, después de muchos años, a principios de 1956 la Empresa rebajó las tarifas en un promedio de 10%. Posteriormente, en julio de 1956, se modificó el sistema de tarifas vigentes, y se introdujo una nueva rebaja. Por último, en octubre de 1956, se ha hecho una rebaja adicional en algunas categorías de consumo.

El nuevo pliego de tarifas vigentes terminó con las clasificaciones de alumbrado, fuerza motriz y servicio mixto y adoptó la clasificación, más racional de:

a) consumos sin medidor (sólo residenciales y comerciales); b) residencial y comercial con medidor; y c) industrial.

/La tarifa

La tarifa de consumo con medidor residencial y comercial es la siguiente:

primeros	100 KWH de consumo mensual	0,22	lempira por KWH
siguientes	200 " " " "	0,19	" " "
siguientes	300 " " " "	0,16	" " "
exceso sobre	600 " " " "	0,18	" " "

Mínimo mensual: 4,00 lempiras.

El precio mínimo resultante con esta tarifa es de 0,18 lempira por KWH, para consumo de 600 KWH mensuales o más.

La tarifa industrial tiene sólo dos bloques de consumo:

los primeros	200 KWH mensuales	0,15	lempira por KWH
exceso sobre	200 " "	0,13	" " "

Mínimo mensual: 20,00 lempiras.

Con las rebajas aplicadas en 1956, la comparación entre los precios medios actuales y los que regían hasta fines de 1955, da los siguientes resultados:

Cuadro 65

Honduras: Empresa de Agua y Luz Eléctrica. Comparación de tarifas

Consumo	Tarifas antiguas (hasta Dic. 1955) (Ctvs. de lempira)	Tarifas actuales (Oct. 1956) (Ctvs. de lempira)	Rebaja (Por ciento)
Residencial y Comercial			
20 KWH mensuales	42,5 (21,3 ctvs. de Dl.)	22,0 (11,0 ctvs. de Dl.)	48
80 " "	33,8 (16,9 ctvs. de Dl.)	22,0 (11,0 ctvs. de Dl.)	35
200 " "	31,5 (15,8 ctvs. de Dl.)	20,5 (10,3 ctvs. de Dl.)	35
Industrial			
1.000 KWH mensuales	15,0 (7,5 ctvs. de Dl.)	13,4 (6,7 ctvs. de Dl.)	10,6

Fuente: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa.

/A pesar

A pesar de la fuerte rebaja en el pequeño consumo residencial, para el resto de los consumos de esta categoría la tarifa no es lo suficientemente dinámica como para estimular el consumo mayor. La diferencia entre el precio máximo y mínimo de 22 a 18 centavos. de lempira por KWH, respectivamente, es muy pequeña para lograr este objetivo. El nivel medio sigue siendo muy elevado.

A pesar de los servicios gratuitos que hace la Empresa (que en 1955 alcanzaron aproximadamente a un 23%), no se ve justificación para las tarifas tan altas que ha estado aplicando.

Con el sistema contable existente es muy difícil establecer los costos de producción, distribución y venta de energía de la Empresa. En 1955 ésta hizo un estudio de sus gastos de explotación para el primer semestre, que ampliados para el año se resumen en el cuadro 66.

Segun un avalúo hecho por la Empresa en 1954,[30] los bienes físicos se estimaban en ese año en 822.000 lempiras (411.000 dólares). Tomando en cuenta ampliaciones hasta 1955 (unidad diesel de 750 KW), capital de explotación y posibles omisiones en el avalúo anterior, que parece bajo, el activo inmovilizado de la Empresa, base para fijación de tarifas (rate base), podría llegar a unas 1.600.000 lempiras. Si la estimación de los gastos de explotación y de las inversiones estuviera correcta, esto significaría que la Empresa habría obtenido en 1955 una rentabilidad de 37,5% sobre su capital inmovilizado, que sería indudablemente excesiva.

Las tarifas de la Public Utilities Corp. comprenden las siguientes categorías principales: alumbrado, servicio general (consumo doméstico y

30/ Harza Engineering, estudio citado. Vol. II.

/comercial),

comercial), cocinas y servicio industrial. Todas estas tarifas son del tipo escalonado (step rate) de bloques de energía muy amplios y precios poco diferenciados, de un nivel muy elevado.

Cuadro 66

Honduras: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa. Gastos y entradas de explotación. 1955

(Estimación basada en los datos del primer semestre)

Detalle	Total del año lempiras	Promedio por KWH consumido (7,1 millones KWH) Ctvs. de lempira	Ctvs. de dólar
Gastos directos de explotación:			
Generación (hidro y diesel)	470.000	6,62	3,31
Distribución	180.000	2,54	1,27
Ventas, administración y generales	140.000	1,97	0,99
Total gastos directos explotación	790.000	11,13	5,57
Impuestos y contribuciones	no hay	-	-
Depreciación	74.000	1,04	0,52
Total gastos explotación	864.000	12,17	6,09
Entradas por venta de energía	1.463.000	20,60	10,30
Excedente o entrada neta	599.000	8,43	4,21

Fuente: Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa.

En la tarifa corriente de alumbrado, por ejemplo, el consumo hasta 100 KWH mensuales se factura a 0,24 lempira (12 centavos de dólar) por KWH; si el consumo está comprendido entre 101 y 200 KWH mensuales, se

/factura

factura a 0,22 lempira (11 centavos de dólar) por KWH, y si excede de 200 KWH, mensuales, se cobra a 0,20 (10 centavos de dólar) por KWH. Las pequeñas rebajas para consumos en exceso de 100 KWH son teóricas, ya que es muy difícil que el consumidor medio de alumbrado y usos menores sobrepase esta cifra, máxime con precios tan elevados.

La misma observación vale para la tarifa de cocinas, que partiendo de 0,20 lempira por KWH para consumos hasta de 150 KWH, acaba de descender a 0,14 lempiras por KWH cuando el consumo excede de 1.000 KWH mensuales, cifra que ningún consumidor corriente con cocina eléctrica ha de alcanzar en la práctica. Por lo demás, el primer bloque de 150 KWH no tiene sentido ya que el mínimo mensual de 30 lempiras lo cubre íntegramente.

Aparte de los inconvenientes señalados, relativos al corte y nivel, estas tarifas de tipo escalonado, que hoy no emplea casi ninguna empresa eléctrica, presentan la anomalía de que la factura desciende cuando se pasa de un bloque de consumo al siguiente: si el consumo mensual es de 100 KWH la factura es de 24 lempiras; pero si se consumen 101 KWH la factura es de 22.22 lempiras.

Sería de interés analizar los costos de explotación de esta compañía, lo que no pudo hacerse por falta de antecedentes. Es probable que las conclusiones sean similares a las que se muestran para la empresa estatal de Tegucigalpa.

6. LEGISLACION ELECTRICA

No existe en la actualidad legislación alguna que regule las actividades de la industria eléctrica de servicio público.

/A semejanza de

A semejanza de Guatemala y de Nicaragua, las empresas particulares de servicio público celebran contratos con las municipalidades locales, contratos que deben ser aprobados por el Ministerio de Gobernación.

El gobierno tiene en proyecto la creación en 1957 de una comisión reguladora de la industria eléctrica cuya primera misión sería la preparación de un proyecto de Ley de Servicios Eléctricos y de su correspondiente Reglamento.

7. PREVISION DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA ELECTRICA (1957-1965).

Por recomendación del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento el Gobierno de Honduras contrató en 1955 con la firma Harza un estudio amplio que comprende la investigación del mercado de energía eléctrica en las regiones central y noroeste del país, la comparación de soluciones alternativas para abastecerlas y la recomendación de un programa de desarrollo de realización gradual.

El estudio del mercado de energía y la estimación de las demandas de potencia eléctrica hasta 1965, con una extrapolación aproximada para el período 1965-1975, ha sido ya terminado por Harza,[31] con las siguientes conclusiones, (cuadro 67).

Las cifras para 1955, año en que se realizó el estudio, suponen la demanda máxima que habría existido (en las subestaciones primarias de alimentación) en las diversas regiones, si todas las poblaciones

31/ Estudio de Fuerza Eléctrica Regiones Central y Noroeste de Honduras. Tomo I. Mercados para Fuerza Eléctrica. Mayo de 1956.

//hubieran

hubieran contado ese año con un siministro amplio y las tarifas aplicadas fueran de estímulo al consumo.

Cuadro 67

Honduras: Estimación de démandas máximas regiones central y noroeste

Región	Demandas máximas en subestimaciones primarias (KW)			
	1955	1960	1965	1975
Central (incl. Valle Comayagua)	5.500	10.900	19.000	33.400
Noroeste (excl. Zona Tela R.R.)	3.700	7.000	12.000	21.000
Suma	9.200	17.900	31.000	54.400
Zona Tela R. R. Co.	4.800	10.700	16.800	25.400
Total ambas regiones - (KW)	14.000	28.600	47.800	79.800
Población servida (habitantes)	210.800	253.500	304.500	445.400
Demanda máxima por habitante	67 watts	113 watts	157 watts	179 watts

Fuente: Harza Engineering Co., estudio citado.

Se ha indicado por separado en el estudio de Harza la Zona de Tela Railroad, en la región noroeste, por ser éste un consumo respecto del cual no hay seguridad aún de que vaya a conectarse, al menos en su totalidad, al sistema generación-transmisión que se proyecta desarrollar.

Las estimaciones hechas por Harza se han basado en tres métodos distintos: a) comparación de demandas por habitante en países vecinos, especialmente con El Salvador y Guatemala; b) estimación de cargas específicas, consecuencia de mejoramiento del voltaje, sustitución de plantas de servicio

/privado

privado, equipos movidos por fuerza mecánica, reemplazo de energía de combustibles en consumos domésticos, instalación de nuevas industrias y establecimientos comerciales, aumento del uso de alumbrado; y c) proyección de las tendencias de los últimos años, partiendo de una demanda corregida por deficiencia de voltaje y excesivo factor de carga, y por sustitución de plantas de servicio privado y equipo movido por fuerza mecánica.

Los tres métodos estimativos mencionados han conducido a resultados más o menos concordantes, adoptando Harza valores promedios, que son los indicados en el cuadro anterior.

Estas previsiones suponen que habiendo amplia capacidad de abastecimiento, las tarifas de venta sean razonablemente bajas y guarden relación con los menores costos de generación y distribución que se esperan de una explotación en escala muy superior a la presente y con redes distribuidoras apropiadas.

Las estimaciones parecen muy prudentes, si se considera que en las cifras de demanda máxima está incluído el consumo de la compañía bananera y, dentro de él, la sustitución gradual de gran parte de la potencia mecánica instalada en plantas de bombeo (diesel) para riego, que equivale a unos 16.000 KW. Si se elimina del total previsto el consumo propiamente industrial de Tela Railroad, que es proporcionalmente muy alto en relación a la población servida, resulta, para el año 1965, lo siguiente:

/Demanda

Demanda máxima total, ambas regiones	47.800 KW
Menos consumo industrial (riego, ferrocarril, etc.) de Tela R.R. Co., aproximadamente	11.000 KW
Demanda máxima, resto de los consumos	36.800 KW
Población total del área servida en 1965	304.500 habitantes
Demanda máxima por habitante en 1965	121 watts

Esta cifra de demanda por habitante es inferior a la que tiene hoy día la región central de Costa Rica (144 watts), donde tampoco existen grandes consumos industriales o de riego.

Las estimaciones de Harza Engineering para el período 1955-1965, indicadas en el cuadro 67, son equivalentes a las que podrían derivarse de los índices de densidad de consumidores y consumo específico supuestos en el cuadro 68, en el que se muestra por separado el consumo industrial de Tela R. R. tal como lo estima Harza para el período.

Los índices asumidos en el cuadro anterior pueden considerarse normales para un abastecimiento amplio y con tarifas adecuadas a lo largo del período de desarrollo considerado. Se supone alcanzar en 1965 una densidad de un consumidor por cada 6,5 habitantes, con un consumo medio anual por consumidor de 2.500 KWH, que es poco más del que tiene hoy la compañía eléctrica de San Salvador.

Fuera de las regiones central y noroeste, las localidades con servicio eléctrico en el país representan una población total de cerca de 100.000 habitantes y tienen una potencia instalada (y aproximadamente una demanda) de alrededor de 15 watts por habitante, incluyendo las plantas más pequeñas. Para un abastecimiento de un nivel mínimo equivalente a unos 45 watts por habitante, la capacidad generadora necesaria tendría que ser de

/unos

unos 4.500 a 5.000 KW, o sea unas tres veces superior a la actual. Dentro de este orden de magnitud no tiene sentido hacer estimaciones de las necesidades futuras, ya que cualquier circunstancia especial en el desarrollo del país puede modificarlas fundamentalmente.

Cuadro 68

Honduras: Estimación de demandas máximas. Regiones central y noroeste

	1955	1960	1965
Población servida	211.000 hab.	254.000 hab.	305.000 hab.
Densidad de consumidores	7,5	6,9	6,5
Número de consumidores	28.200	36.800	47.000
Consumo medio anual por consumidor	1.250 KWH	1.800 KWH	2.500 KWH
Consumo total (excl. consumo industrial de Tela R.R.). Millones KWH	35,4	66,3	117,0
Producción en S. E. Primarias (base: 20% pérdidas distribución). Millones KWH	44,2	83,0	146,0
Demanda máxima en S. E. Primarias (base: factor de carga 45%)	11.200 KWH	21.000 KW	37.000 KW
Demanda máxima, consumo industrial Tela R.R. (según estimación Harza)	2.500 KW	7.500 KW	11.000 KW
Total demanda máxima ambas regiones	13.700 KW	28.500 KW	48.000 KW

Fuente: Harza Engineering Co., estudio citado.

8. PROGRAMAS DE DESARROLLO

Desde hace varios años el Gobierno de Honduras ha venido considerando la posibilidad de solucionar el problema de abastecimiento eléctrico de la zona más poblada del país mediante el desarrollo de sus recursos hidroeléctricos.

/Aparentemente

Aparentemente, el más favorable de estos desarrollos, por su magnitud, costo de ejecución y ubicación con respecto a los centros de consumo de las regiones central y noroeste, es el denominado Lago Yojoa-Río Lindo, que ha sido objeto de diversos estudios de carácter preliminar.

El Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento sugirió al gobierno la conveniencia de encargar a una firma especialista el estudio de las necesidades de energía, el examen de las diversas soluciones alternativas y la recomendación de un programa de las obras requeridas para un adecuado abastecimiento de las zonas más desarrolladas del país.

A fines de 1955, el gobierno contrató este trabajo con la firma Harza Engineering, quien ha completado ya el estudio del mercado (véase apartado 7 de éste capítulo: Previsión de las necesidades de energía eléctrica) y el programa de expansión y reacondicionamiento de las redes distribuidoras en la región central (Tegucigalpa y Valle de Comayagua).

En cuanto a las obras de generación y transmisión, cuyo informe detallado deberá presentarse en breve al gobierno, el estudio de Harza se basa en la construcción de tres centrales en serie entre el lago Yojoa y la localidad de Río Lindo junto al río del mismo nombre. Estas tres centrales que se desarrollan en una longitud de unos 16 Km. desde la toma en el lago, con una caída total de unos 540 metros, serían: Cañaveral (24.000 KW) alimentada por el lago Yojoa; San Buenaventura (32.000 KW) alimentada por la descarga de Cañaveral más captación del río Lindo; y Río Lindo (55.000 KW), alimentada por la descarga de San Buenaventura más captación suplementaria de tributarios del Río Lindo. La capacidad combinada de las tres centrales sería entonces de 111.000 KW, susceptible de aumentarse en el futuro, al conocerse mejor las condiciones hidrológicas del sistema.

/Para

Para incrementar el gasto del lago Yojoa, se desviarían varias corrientes hacia el lago, entre ellas el río Blanco.

Según las estimaciones preliminares de Harza, el costo total de las tres centrales, incluído el canal de alimentación desde el lago Yojoa, sería de unos 30 millones de dólares, lo que representa unos 270 dólares por KW.

No se conocen aún las recomendaciones del plan en cuanto al orden de construcción de las centrales; pero se supone que se ejecutaría primero la central Cañaveral con 24.000 KW. Se estima el costo de esta central en unos 200 dólares por KW, sin incluir el canal de alimentación desde el lago Yojoa, cuyo costo se calcula en unos 3 millones de dólares, que no puede cargarse sólo a la Central Cañaveral, ya que serviría a las tres centrales.

La energía sería transmitida a 115 KV hasta Tegucigalpa con una línea de 160 Km. de largo, y hasta San Pedro Sula y Puerto Cortés (aproximadamente 90 Km.).

Si la Central Cañaveral se iniciara, en el mejor de los casos, en 1957, no podría entrar en servicio antes de 1961. Deberá decidirse todavía el problema de financiamiento y confeccionarse el proyecto definitivo, con base en las recomendaciones del estudio de Harza Engineering.

Mientras tanto el déficit actual de potencia generadora, que Harza estima para el conjunto de las dos regiones en unos 3.000 KW, iría en aumento hasta 1961 si no se agrega capacidad adicional. Este déficit sería en parte compensado con la puesta en servicio de las centrales del Mineral San Juancito, cuyos trabajos de reacondicionamiento

/y línea

y línea de transmisión de 33 KV a Tegucigalpa serán iniciados en breve por la Empresa de Agua y Luz Eléctrica, como ya se ha explicado. Las centrales de San Juancito agregarán 1.600 KW a fines de 1957. La Empresa proyecta instalar además en 1959-1960 un grupo adicional dieseléctrico de 1.000 KW,[32] con lo cual la capacidad instalada total llegaría a 6.900 KW. Sin embargo, la demanda máxima estimada para Tegucigalpa en 1960 se estima en 9.700 KW (Harza), lo que indicaría un déficit de 2.800 KW, que sólo en parte podrían cubrir las plantas de servicio privado instaladas en la ciudad.

Por otra parte, como se mencionó anteriormente, la Public Utilities Corp. instalará a comienzos de 1957 un nuevo grupo dieseléctrico de 1.100 KW en San Pedro Sula.

En la imposibilidad de extenderse en un examen detallado de la situación del abastecimiento eléctrico dentro de cada región, se ha preparado un resumen global para el conjunto, en el cuadro 69. Se indican en él las demandas totales estimadas para el período 1955-1965, incluyendo la zona de Tela R.R. a contar de 1961, año en que se supone su interconexión con el sistema hidroeléctrico Yojoa-Río Lindo, y en que empezaría a abastecerse en forma gradual desde dicho sistema la carga de las plantas de bombeo de la compañía.

De acuerdo con las cifras del cuadro 69, los aumentos de capacidad generadora programados hasta el año en que entre en servicio la Central Cañaveral, primera del desarrollo Yojoa-Río Lindo, serían insuficientes para atender las demandas máximas. En 1960 el déficit alcanzaría un máximo de 7.000 KW, de los cuales 2.800 KW corresponderían a Tegucigalpa.

32/ Suponiendo que la primera central del sistema Yojoa-Río Lindo entrara en servicio en 1960, Harza recomienda la instalación de tres unidades de 1.000 KW cada una.

/Cuadro 69

Cuadro 69

Honduras: Demandas máximas[a] y capacidad generadora. Regiones central y noroeste (Zona Tela R.R. interconectada en 1961). 1955-1965

Año	Dem. Máx. total[b] (KW)	Cap. Inst. (KW)	Déficit o excedente (KW)	Observaciones
1955	9.200	5.800	- 3.400	—
1956	10.500	7.200	- 3.300	—
1957	12.000	9.900	- 2.100	Aumentos: San Juancito (E. A. y L. E.) 1.600 KW, San Pedro Sula (Pub. Utilities) 1.100 KW
1958	13.700	9.900	- 3.800	
1959	15.700	10.900	- 4.800	Aumento: diesel E. A. y L. E. 1.000 KW
1960	17.900	10.900	- 7.000	—
1961	29.900	41.100	11.200	Interconexión ambas regiones y Tela R.R. con la central Yojoa-Río Lindo 24.000 KW
1962	33.000	41.100	8.100	—
1963	37.000	41.100	4.100	—
1964	41.800	41.100	- 700	Debe entrar 2a. Central Yojoa-Río Lindo
1965	47.800	41.100	- 6.700	

Fuente: Harza Engineering, Estudio de Fuerza Eléctrica de Honduras y estimación del autor.

a/ Basadas en la estimación de Harza Engineering.
b/ Se supone la demanda máxima en las centrales generadoras equivalente a la suma de demandas máximas en subestaciones primarias, porque se estima que las pérdidas de transmisión primaria se compensan con la probable diversidad entre subestaciones.

/A partir

A partir de 1961 se supone en operación el sistema central interconectado con una capacidad generadora total de 41.100 KW de los cuales, 24.000 KW corresponderían a la central hidroeléctrica Cañaveral, 6.200 KW (capacidad actual) a Tela R.R. y el saldo, a las empresas de servicio público (Tegucigalpa, San Pedro Sula, etc.): seguramente, al entrar en servicio el sistema interconectado, se retirarán las plantas pequeñas y las unidades térmicas más antiguas y menos eficientes instaladas en ambas regiones; de modo que la potencia instalada en las plantas interconectadas será algo menor, alrededor de 40.000 KW. Esta capacidad sería suficiente hasta el año 1963, en que la reserva no sería mayor de unos 3.000 KW. Los aumentos futuros de capacidad generadora tendrán que provenir del desarrollo Yojoa-Río Lindo, que en 1964 debería poner en servicio una de las otras dos centrales, San Buenaventura o Río Lindo.

El financiamiento de las obras primarias, que en una primera etapa comprenderían la Central Cañaveral, el sistema de transmisión a ambas regiones y la interconexión con Tela R.R., con un costo probable de unos 12 a 15 millones de dólares, requerirá un crédito a largo plazo en moneda extranjera, que el gobierno espera negociar con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, una vez que presente el plan completo que prepara Harza Engineering.

Hasta el momento es el Ministerio de Fomento el que ha actuado en representación del gobierno en la contratación de los estudios con la firma asesora y en la coordinación de sus tareas.

Existe el propósito, según sean las posibilidades de financiamiento del plan que recomiende Harza, de crear un organismo autónomo del Gobierno, semejante a la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa de El Salvador, con amplias atribuciones para negociar los créditos que fueren

necesarios,

necesarios, contratar con una firma de ingeniería la confección del proyecto definitivo, con planos y especificaciones detalladas, y la supervigilancia de la construcción. El nuevo organismo de electrificación se haría cargo de la explotación de las obras. La idea de las autoridades es que este organismo sólo opere el sistema primario de generación y transmisión, y venda la energía en bloques a las empresas distribuidoras, sean éstas particulares, del gobierno o municipales. Nada se ha decidido aún sobre la composición y organización interna de esta entidad.

En cuanto a la Empresa de Agua y Luz Eléctrica de Tegucigalpa, actualmente dependiente del Ministerio de Fomento, existe el propósito de mantenerla, pero dándole una administración autónoma bajo un consejo directivo en que estarían representados el gobierno y los consumidores. Se espera cumplir este objetivo, que significará un gran progreso en la organización de los servicios de abastecimiento eléctrico, a mediados de 1957. Es probable que la Empresa reorganizada tome a su cargo la propiedad y explotación de los sistemas distribuidores que el gobierno opera en diversas localidades del país (aparte de las empresas municipales).

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Honduras es el país con los índices más bajos de capacidad generadora y consumo de energía eléctrica de Centroamérica. Es lamentable que no se haya abordado con debida oportunidad el problema del abastecimiento eléctrico, que hoy constituye uno de los principales obstáculos para el progreso del país. Esta circunstancia hay que atribuirla principalmente a la falta que ha habido del personal técnico encargado de

/señalar

señalar a las autoridades la gravedad del problema y de recomendar las soluciones adecuadas.

El gobierno ha encargado por fínea una firma especialista, Harza Engineering Co., el estudio y formulación de un plan de electrificación para el país. Este plan se basa en la utilización de los recursos hidroeléctricos del lago Yojoa y río Lindo y en la construcción de un sistema central de transmisión que cubrirá las regiones de mayor desarrollo y población. De acuerdo con la opinión de la firma asesora, las obras de generación del sistema Yojoa-Río Lindo son de fácil ejecución y de un costo relativamente bajo, que permitiría sustituir con economía la generación térmica, que hoy representa más del 80% de la producción total.

En su desarrollo final las centrales del sistema Yojoa-Río Lindo tendrían capacidad suficiente para atender las demandas de las regiones central y noroeste del país durante los próximos 20 años.

Para la ejecucción del plan esbozado se proyecta la obtención de créditos importantes en moneda extranjera a largo plazo. A este respecto será conveniente recurrir a una institución que permita adquirir la maquinaria y el equipo necesario en el mercado internacional, lo cual puede representar apreciables economías en la construcción de las obras, debido a las fuertes diferencias que existen entre los precios del equipo eléctrico europeo y norteamericano.

Si el problema de financiamiento se resuelve satisfactoriamente, la tarea inmediata, que deberá afrontar el gobierno, es la organización de una entidad autónoma de electrificación que cuente con personal técnico competente en los diferentes aspectos de la industria eléctrica. El país

/dispone

dispone de muy pocos ingenieros experimentados y, aparentemente, no tiene especialista alguno en materia de economía y administración de empresas eléctricas. El gobierno, o la entidad de electrificación que se cree, deberá dedicarse con la mayor urgencia a preparar el personal necesario de ingenieros, técnicos electricistas y mecánicos, y otros especialistas, que deberán hacerse cargo más adelante de la explotación de un sistema eléctrico primario de cierta magnitud.

Dada la escasez de recursos técnicos del país, no resulta conveniente mantener dos organismos estatales autónomos dedicados a la electrificación, como parece ser intención del gobierno. En efecto, se habla por una parte de crear una entidad que explotaría el sistema hidroeléctrico primario y no haría distribución de energía; y, por otra, se piensa en un organismo autónomo que se haría cargo de la empresa de Tegucigalpa, y, posiblemente, de los otros sistemas distribuidores de

Al oriente de la región central y del lago Nicaragua se extiende hasta el Océano Atlántico un vasto territorio, densamente cubierto de bosques, con abundantes ríos de largo desarrollo, que está prácticamente aislado del resto de la nación. Esta región Oriental comprende las tres cuartas partes del área del país, unos 110.000 Km^2, y tiene una población que apenas llega a unos 180.000 habitantes. Con excepción de los establecimientos mineros, entre ellos los más importantes del país, y de algunos aserraderos vecinos a la costa, dedicados a la exportación, esta región no tiene otra actividad industrial.

De los antecedentes expuestos se desprende que es la región del Pacífico la que requiere preferente atención en cuanto a abasteci-

señalar a las autoridades la gravedad del problema y de recomendar las soluciones adecuadas.

El gobierno ha encargado por fínea una firma especialista, Harza Engineering Co., el estudio y formulación de un plan de electrificación para el país. Este plan se basa en la utilización de los recursos hidroeléctricos del lago Yojoa y río Lindo y en la construcción de un sistema central de transmisión que cubrirá las regiones de mayor desarrollo y población. De acuerdo con la opinión de la firma asesora, las obras de generación del sistema Yojoa-Río Lindo son de fácil ejecución y de un costo relativamente bajo, que permitiría sustituir con economía la generación térmica, que hoy representa más del 80% de la producción total.

En su desarrollo final las centrales del sistema Yojoa-Río Lindo tendrían capacidad suficiente para atender las demandas de las regiones central y noroeste del país durante los próximos 20 años.

Para la ejecución del plan esbozado se proyecta la obtención de créditos importantes en moneda extranjera a largo plazo. A este respecto será conveniente recurrir a una institución que permita adquirir la maquinaria y el equipo necesario en el mercado internacional, lo cual puede representar apreciables economías en la construcción de las obras, debido a las fuertes diferencias que existen entre los precios del equipo eléctrico europeo y norteamericano.

Si el problema de financiamiento se resuelve satisfactoriamente, la tarea inmediata, que deberá afrontar el gobierno, es la organización de una entidad autónoma de electrificación que cuente con personal técnico competente en los diferentes aspectos de la industria eléctrica. El país

/dispone

dispone de muy pocos ingenieros experimentados y, aparentemente, no tiene especialista alguno en materia de economía y administración de empresas eléctricas. El gobierno, o la entidad de electrificación que se cree, deberá dedicarse con la mayor urgencia a preparar el personal necesario de ingenieros, técnicos electricistas y mecánicos, y otros especialistas, que deberán hacerse cargo más adelante de la explotación de un sistema eléctrico primario de cierta magnitud.

Dada la escasez de recursos técnicos del país, no resulta conveniente mantener dos organismos estatales autónomos dedicados a la electrificación, como parece ser intención del gobierno. En efecto, se habla por una parte de crear una entidad que explotaría el sistema hidroeléctrico primario y no haría distribución de energía; y, por otra, se piensa en un organismo autónomo que se haría cargo de la empresa de Tegucigalpa,y, posiblemente, de los otros sistemas distribuidores de que el gobierno dispone.

Para un mejor aprovechamiento del personal y mayor coordinación de las explotaciones primarias y de distribución, sería más conveniente que todas las actividaddes relacionadas con la electrificación estuvieran a cargo de una sola entidad nacional autónoma. La explotación de los sistemas distribuidores que son hoy día del gobierno, tanto en Tegucigalpa como en otras localidades del país, estarían a cargo de un departamento especial del organismo de electrificación del Estado. Este departamento se encargaría también de la operación y mantenimiento de las pequeñas centrales generadoras locales de propiedad estatal, interconectadas o nó con el sistema primario de transmisión.

/Sería de

Sería de gran ayuda para el gobierno de Honduras, en relación con la creación de la entidad de electrificación y la modificación de la Empresa de Agua y Luz Eléctrica, la obtención de una asesoría de administración, que cubriera los aspectos de organización, contabilidad, control y presupuestos. Esta asistencia, que probablemente podrían conceder las Naciones Unidas, tendría que durar por lo menos seis meses, tiempo en que se entrenaría al personal necesario del país.

En el terreno técnico, sería útil también la asesoría de un ingeniero con experiencia en problemas de generación y transmisión eléctricas, que colaborara con los especialistas nacionales en las discusiones que éstos tuvieren que sostener con los ingenieros proyectistas de las obras del plan y, más tarde, con las firmas contratistas. Esta asesoría será oportuna en el momento en que se decida en firme llevar a cabo los proyectos.

Otra de las tareas que deberá cumplir en breve el gobierno es la preparación de una ley reguladora de la industria eléctrica y la creación de una comisión que la administre. Uno de los aspectos principales de esta ley deberá ser el relativo a la fijación de las tarifas de venta de la energía, cuyos niveles aparecen en la actualidad injustificadamente elevados y constituyen un importante factor restrictivo de los consumos. En este sentido las empresas del gobierno tendrán que fijar la pauta; no podría exigirse a las empresas particulares rebajas de tarifas conforme a la ley si ésta no se aplica en igual forma a las empresas estatales, asegurando en ambos casos una rentabilidad adecuada sobre las inversiones legítimas.

Debe eliminarse definitivamente la práctica de suministrar gratuitamente los consumos de las oficinas y de funcionarios del gobierno y de las

/municipalidades.

municipalidades. Es indispensable que la explotación de la empresa eléctrica estatal se establezca sobre bases comerciales, de modo que sus operaciones y resultados sean comparables con los de otras empresas de propiedad particular.

El país dispone de abundantes recursos de energía hidroeléctrica de económico desarrollo, cuya utilización racional requiere la concurrencia de recursos técnicos, hoy muy escasos. Si se espera realizar un plan de electrificación de vasto alcance y establecer un mecanismo regulador de la industria eléctrica, es preciso insistir en la necesidad de formar desde luego un núcleo de técnicos y especialistas, que se halle en condiciones de abordar, más tarde, los múltiples problemas de una explotación en gran escala.

/V. NICARAGUA

V. NICARAGUA

Superficie: 148.000 Km^2

Población estimada en 1956 : 1.300.000 habitantes

Este es el país más extenso y, al mismo tiempo, el de más baja densidad media de población de Centroamérica.

Para el estudio de las necesidades de energía eléctrica y de su abastecimiento, el país puede dividirse en tres regiones geográficas principales: Pacífico, Central-Norte y Oriental.

La mayor parte de la población y de la actividad económica del país está concentrada en la región del Pacífico, en una faja de ancho medio de unos 40 Km. entre el océano y los lagos Managua y Nicaragua, que se extiende desde Corinto-Chinandega hasta San Juan del Sur-Rivas, con la ciudad de Managua como centro. En una área no mayor de 10.000 Km^2 dentro de esta zona vive cerca del 60% de la población del país. En ella quedan incluidas las 5 ciudades más importantes y, especialmente en Managua y sus alrededores, casi toda la actividad industrial, además de una variada producción agrícola (café, algodón, azúcar, etc.)

Sigue en importancia y grado de desarrollo una región central de un ancho medio de unos 70 Km. que se extiende al oriente y al norte del lago Managua, hasta el límite con Honduras. Es una zona esencialmente agrícola, con predominio de la producción de café y ganado; contiene además, algunos establecimientos mineros de oro y plata. Vive en esta región alrededor del 30% de la población nacional; la ciudad más importante es Matagalpa, con unos 12.000 habitantes.

/Al Oriente

Al oriente de la región central y del lago Nicaragua se extiende hasta el Océano Atlántico un vasto territorio, densamente cubierto de bosques, con abundantes ríos de largo desarrollo, que está prácticamente aislado del resto de la nación. Esta región Oriental comprende las tres cuartas partes del área del país, unos 110.000 Km^2, y tiene una población que apenas llega a unos 180.000 habitantes. Con excepción de los establecimientos mineros, entre ellos los más importantes del país, y de algunos aserraderos vecinos a la costa, dedicados a la exportación, esta región no tiene otra actividad industrial.

De los antecedentes expuestos se desprende que es la región del Pacífico la que requiere preferente atención en cuanto a abastecimiento de energía eléctrica.

En el presente estudio, aparte del examen estadístico de la situación eléctrica del país, sólo se consideran las necesidades de energía y los programas de desarrollo que afectan a la región del Pacífico, en la que deberán concentrarse todos los esfuerzos y recursos disponibles durante una primera etapa de electrificación.

1. CAPACIDAD DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

a) Centrales Generadoras. Existen unas 70 localidades con servicio eléctrico en el país; pero sólo unas pocas cuentan con servicio permanente. Todas son abastecidas por plantas generadoras aisladas, en su mayoría dieseléctricas.

Sin contar las centrales más pequeñas, de menos de 30 KW, existen en el país 28 centrales generadoras de servicio público con

/una capacidad

una capacidad instalada total de unos 16.200 KW (cuadro 70), lo que representa en términos de la población del país, poco más de 12 watts por habitante.

Cuadro 70

Nicaragua: Centrales generadoras de servicio público.
(30 KW o más)

Año	Hidroeléctricas Número	Hidroeléctricas Cap.Inst. KW	A vapor Número	A vapor Cap.Inst. KW	Diesel Número	Diesel Cap.Inst. KW	Total Número	Total Cap.Inst. KW
1950	5	590	1	150	19	7.370	25	8.110
1951	5	590	1	150	19	7.370	25	8.110
1952	5	820	1	150	20	7.400	26	8.370
1953	5	820	1	150	20	10.430	26	11.400
1954	5	820	1	150	20	14.600	26	15.570
1955	5	820	1	150	21	15.150	27	16.120
1956	5	820	1	150	22	15.230	28	16.200

Fuente: Dirección General de Estadística, Empresa Nacional de Luz y Fuerza y Dirección General de Obras Públicas.

Hay en la actualidad 22 centrales dieseléctricas con 15.230 KW instalados, 5 centrales hidroeléctricas con 820 KW y sólo una central a vapor (en Puerto Cabezas) con 150 KW de capacidad. La potencia instalada en plantas térmicas representa, por consiguiente, el 95% de la capacidad generadora total de servicio público; situación altamente anómala en un país que cuenta con abundantes recursos hidroeléctricos y que, en cambio, debe importar todo el combustible para la generación eléctrica.

/En el período

En el período 1950-1956 la capacidad instalada se ha duplicado; sin embargo, como se verá más adelante, este aumento de capacidad está lejos de corresponder a las demandas de energía del país.

Debe advertirse que la capacidad indicada en el cuadro 70 corresponde a la potencia nominal (o de placa) de los generadores; la capacidad útil disponible es actualmente unos 1.500 KW inferior solamente en lo que respecta a la central diesel de Managua, en vista de la edad de algunas unidades y las deficientes condiciones del equipo en general.

En el cuadro 71 se hace una clasificación de las centrales generadoras de servicio público existentes de acuerdo con su tamaño.

Puede observarse que de las 28 plantas en servicio, 23 tienen menos de 500 KW, y sólo una (Managua) tiene más de 5.000 KW. Las 5 centrales hidroeléctricas son de menos de 500 KW.

Las centrales más importantes se encuentran todas en la región del Pacífico, siendo la mayor de ellas la de Managua, de propiedad de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, con 10.250 KW (nominales). Se detallan en el cuadro 72.

Para dar una idea de la distribución geográfica de las centrales de servicio público, se ha preparado el cuadro 73, de acuerdo con el cual el 93% de la capacidad generadora se encuentra en la región del Pacífico, mientras el 5% corresponde a la región Central-Norte y el 2% a la región Oriental (Atlántico).

/Cuadro 71

Cuadro 71

Nicaragua: Clasificación por tamaño de las centrales generadoras de servicio público, 1956
(30 KW o más)

Capacidad Instalada (KW)	Hidroeléctricas Número	Hidroeléctricas Cap.Inst. (KW)	A vapor Número	A vapor Cap. Inst. (KW)	Diesel Número	Diesel Cap.Inst. (KW)	Total Número	Total Cap.Inst. (KW)
menos de 100	2	100	-	-	12	610	14	710
100 - 199	1	150	1	150	2	310	4	610
200 - 499	2	570	-	-	3	650	5	1.220
500 - 999	-	-	-	-	2	1.130	2	1.130
1.000 -4.999	-	-	-	-	2	2.280	2	2.280
5.000 -9.999	-	-	-	-	-	-	-	-
10.000 o más	-	-	-	-	1	10.250	1	10.250
Total	5	820	1	150	22	15.230	28	16.200

Fuente: Dirección General de Estadística, Empresa Nacional de Luz y Fuerza y Dirección General de Obras Públicas.

Frente a la capacidad generadora de servicio público es mucho más importante la capacidad instalada en las centrales de servicio privado, que se estima en la actualidad en alrededor de 30.000 KW. Un porcentaje importante de esta potencia corresponde a los diversos establecimientos mineros (unos 13.000 KW), el mayor de los cuales se encuentra en el Departamento de Zelaya (minas de oro de Siuna). Los ingenios de azúcar, que han ido concentrando sus operaciones en unos pocos establecimientos de mayor capacidad, tienen alrededor de 5.000 KW en centrales generadoras, en gran parte de instalación reciente, en reemplazo de centrales antiguas más pequeñas.

/Cuadro 72

Cuadro 72

Nicaragua: Centrales de servicio público más importantes, 1956

Nombre o Ubicación	Departamento	Propietario	Tipo de Central	Cap. Instalada KW	No. de unidades
1. Managua	Managua	ENLF (gobierno)	Diesel	10.250	8
2. León	León	Cía. Eléctrica de León a/	Diesel	1.200	3
3. Granada	Granada	Cía. Eléctrica de Granada	Diesel	1.080	4
4. Diriamba	Carazo	Cía. Eléctrica de Carazo b/	Diesel	630	3
5. Masaya	Masaya	Emp. Municipal de Luz y Fuerza	Diesel	500	2

Fuente: Dirección General de Estadística, Empresa Nacional de Luz y Fuerza y Dirección General de Obras Públicas.

a/ Esta empresa tiene además una central hidroeléctrica de 220 KW, que se considera por separado en los cuadros anteriores.
b/ Tiene además una central hidroeléctrica de 150 KW.

Cuadro 73

Nicaragua: Localización de las centrales generadoras de servicio público, 1956

Región	E.N. L. y F.		Empr. de Granada, León, Carazo, Masaya		Otras Empresas		Total		
	Número	Cap. Inst. (KW)	Número	Cap. Inst. (KW)	Número	Cap. Inst. (KW)	Número	Cap. Inst. KW	%
Pacífico	5	10.440	6	3.780	6	820	17	15.040	93
Central-Norte	-	-	-	-	8	780	8	780	5
Oriental	-	-	-	-	3	380	3	380	2
Total	5	10.440	6	3.780	17	1.980	28	16.200	100

Fuente: Dirección General de Estadística y Dirección General de Obras Públicas.

/La escasez

La escasez de energía eléctrica y las deficiencias de la red de distribución que han afectado el servicio eléctrico de la ciudad de Managua en forma permanente, ha obligado a las industrias y a diversos establecimientos comerciales a instalar medios propios de generación a base de centrales dieseléctricas, algunas de considerable potencia, que suman alrededor de 5.000 KW de capacidad instalada. Esto representa el 50% de la capacidad de servicio público de la ciudad.

Otra central importante de servicio privado es la dieseléctrica de la Fábrica de Cemento en San Rafael del Sur (Depto. de Managua), con 1.250 KW.

No hay datos muy exactos para establecer el desarrollo que ha tenido la capacidad generadora de servicio privado en los últimos años. De acuerdo con las informaciones parciales recogidas se ha hecho en el cuadro 74 una estimación aproximadada del aumento de esta capacidad en el período 1950-1956. Según esta estimación el aumento habría sido de alrededor de 9.000 KW (33%) en los 6 años, correspondiendo unos 3.500 KW al último año (1.000 KW vapor Ingenio Montelimar, 800 KW diesel Fábrica Aceite Managua, 1.600 KW hidro en Minas Siuna en Zelaya).

Las centrales más importantes de servicio privado se indican en la lista del cuadro 75, a continuación.

En el cuadro 76 se resumen para el período 1950-1956 la capacidad generadora de servicio público y privado del país, que alcanza en el último año a unos 46.000 KW. Aun cuando la capacidad de servicio público ha tenido un aumento relativo mucho mayor que la de servicio privado, este es en la actualidad casi el doble de aquélla. Esta situación cambiará fundamentalmente dentro de un año más, cuando entre en operación la central a vapor de 30.000 KW que construye en Managua la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, a la que se hará referencia más adelante.

/Cuadro 74

Cuadro 74

Nicaragua: Capacidad generadora instalada en centrales servicio privado (estimación)

Año	Capacidad instalada (KW)	Indice
1950	21.000	100
1951	21.500	102
1952	23.000	109
1953	24.000	114
1954	25.000	119
1955	26.500	126
1956	30.000	133

Fuente: Dirección General de Estadística

b) Transmisión y distribución. No existe sistema alguno de transmisión o de interconexión de centrales. Todas las poblaciones que cuentan con servicio eléctrico público son abastecidas por plantas generadoras locales.

Por lo general las redes de distribución se encuentran en malas condiciones y no tienen capacidad suficiente. Esto es particularmente notorio en la ciudad de Managua, donde ocurren frecuentes interrupciones de servicio, la regulación de voltaje es muy pobre y las pérdidas de distribución son elevadas. A pesar de que la capacidad de transformadores de distribución es, según la empresa eléctrica, más que suficiente para la demanda existente, su repartición en la ciudad es muy irregular, a tal punto que en el sector central están fuertemente sobrecargados.

/Cuadro 75

Cuadro 75

N'caragua: Centrales más importantes de servicio privado. 1956

Nombre o ubicación	Departamento	Actividad	Tipo de Central	Capacidad Instalada KW
1. Minas Siuna	Zelaya	Mina de oro	hidro	7.900 a/
2. Limón y La India	León	Mina de oro	diesel	2.500 b/
3. San Antonio	Chinandega	Ingenio Azúcar	vapor	1.500
4. San Rafael del Sur	Managua	Fca. de Cemento	diesel	1.250
5. Aceite Corona	Managua	Fca. de Aceite	diesel	1.120
6. Agua Potable Managua	Managua	Planta Municipal A.P.	diesel	1.000
7. Montelimar	Managua	Ingenio azúcar	vapor	1.000
8. Montelimar	Managua	Ingenio azúcar	hidro	600
9. Santa Rita	Carazo	Ingenio azúcar	vapor	500
10. Cervecería Managua	Managua	Fca. Cerveza	diesel	450

Fuente: Dirección General de Estadística.

a/ 4 Centrales hidroeléctricas, no hay detalle parcial, excepto una nueva central de 1.600 KW instalada en 1956.
b/ 2 Centrales; no hay detalle parcial

Tal vez en mayor grado que la falta de capacidad generadora, es la mala calidad del servicio de distribución el que ha obligado a instalar muchas de las plantas de servicio privado que hoy funcionan en Managua. En efecto, aun cuando se dispone en la central de la empresa local de unos

/8.500 KW

8.500 KW de potencia útil (10.250 KW nominales), la demanda máxima no sobrepasa los 7.500 KW.

Cuadro 76

Nicaragua: Capacidad generadora instalada en servicio público y privado

Año	Servicio público (KW)	Servicio privado (est.) (KW)	Total (KW)	Proporción (%) Serv. Público	Serv. Privado
1950	8.110	21.000	29.110	28	72
1951	8.110	21.500	29.610	27	73
1952	8.370	23.000	31.370	27	73
1953	11.400	24.000	35.400	32	68
1954	15.570	25.000	40.570	38	62
1955	16.120	26.500	42.620	38	62
1956	16.200	30.000	46.200	35	65

Fuente: Dirección General de Estadística, Empresa Nacional de Luz y Fuerza y Dirección General de Obras Públicas.

El programa de desarrollo eléctrico, que se describirá más adelante, contempla la reconstrucción y el mejoramiento de todas las redes de distribución de las localidades que serán alimentadas por un sistema central de transmisión en la región del Pacífico.

2. PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

En el cuadro 77 se muestra la producción de energía eléctrica de las centrales de servicio público en el período 1950-1956, clasificada por tipo de generación. El aumento ha sido de 23,5 a 53 millones de KWH anuales.

/Mientras la

Mientras la capacidad generadora ha crecido un 100% en el periodo, la generación ha aumentado en 125%, lo que indica una mayor utilización de la capacidad instalada. En otras palabras, el factor de planta medio anual habrá mejorado de 33% en 1950 a un 37% en 1956.

Alrededor del 95% de la energía generadora es de origen térmico, casi en su totalidad dieseléctrica, de acuerdo con la proporción de capacidad instalada.

Cuadro 77

Nicaragua: Producción de energía eléctrica, Servicio público
(Millones de KWH)

Año	Hidroeléctrica	A vapor	Diesel	Total
1950	1,9	0,5	21,1	23,5
1951	2,0	0,5	23,4	25,9
1952	2,3	0,5	26,9	29,7
1953	2,4	0,5	31,6	34,5
1954	2,5	0,5	38,9	41,9
1955	2,7	0,5	44,8	48,0
1956 (est)	3,0	0,5	49,5	53,0

Fuente: Dirección General de Estadística y Empresa Nacional de Luz y Fuerza.

En términos de la población del país, la producción de energía por habitante ha aumentado de 22 KWH anuales en 1950 a 41 KWH en 1956. Este último índice es muy semejante al de Guatemala, que tiene 43 KWH por habitante al año.

/De acuerdo

De acuerdo con la distribución geográfica de las centrales generadoras, el 93,4% de la producción de energía de servicio público del país corresponde a la región del Pacífico, donde se estima para 1956 en 49,5 millones de KWH. A la región Central-Norte corresponde un 4,3% y a la región Oriental (Atlántico), un 2,3%. En el cuadro 78 se muestra esta clasificación para el período 1950-1956.

Cuadro 78

Nicaragua: Producción de energía eléctrica por regiones
(Millones de KWH)

Año	Región Pacífico	Región Central-Norte	Región Oriental	Total del país
1950	20,9	1,5	1,1	23,5
1951	23,1	1,6	1,2	25,9
1952	26,8	1,7	1,2	29,7
1953	31,5	1,7	1,3	34,5
1954	38,8	1,8	1,3	41,9
1955	44,9	2,0	1,1	48,0
1956 (est)	49,5	2,3	1,2	53,0

Fuente: Dirección General de Estadística, Empresa Nacional de Luz y Fuerza y Dirección General de Obras Públicas.

La mayor parte de la energía generada en la región del Pacífico corresponde a la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, cuya central de Managua más las pequeñas plantas (190 KW) de Nandaime, Tipitapa, Rivas y Casa Colorada han de producir en 1956 unos 38 millones de KWH.

/En las otras

En las otras dos regiones del país, casi toda la producción corresponde a unas 5 localidades, Matagalpa, Esteli y Jinotega en la región Central-Norte, y Bluefields y Puerto Cabezas en la región Oriental.

En cuanto a la producción de las centrales de servicio privado, gran parte de ella se conoce con exactitud, gracias al control permanente de la Dirección General de Estadística. El grueso de esta producción corresponde a las plantas de los establecimientos mineros. Del resto, una parte importante corresponde al Ingenio de Azúcar San Antonio (Chinandega), la Fábrica de Cemento (San Rafael del Sur) y la planta municipal de agua potable de Managua, cuyos datos de producción son conocidos.

En el cuadro 79 se muestra para el período 1950-1956 la producción eléctrica total del servicio privado, que en parte es estimada (industrias y varios en Managua, otros ingenios de azúcar, beneficios de café, desmotadoras de algodón, etc.).

Cuadro 79

Nicaragua: Producción de energía eléctrica. Servicio privado
(Millones de KWH)

Año	Minas	Otras industrias y varios a/	Total
1950	47,9	17,1	65,0
1951	49,0	18,5	67,5
1952	50,2	19,3	69,5
1953	51,5	20,5	72,0
1954	52,0	22,0	74,0
1955	52,0	24,0	76,0
1956 (est)	50,0	27,0	77,0

Fuente: Dirección General de Estadística

a/ Parcialmente estimada.

/En base a

En base a las cifras del cuadro anterior, se resume en el cuadro 80 la producción total de servicio público y privado en el período 1950-1956. Según él, la producción total en el país alcanzaría a unos 130 millones de KWH en el presente año.

Cuadro 80

Nicaragua: Producción de energía eléctrica. Servicio público y privado

Año	Millones de KWH a/			Proporción - %	
	Serv. Público	Serv. Privado	Total	Serv. Público	Serv. Privado
1950	23,5	65,0	88,5	26,5	73,5
1951	25,9	67,5	93,4	28,0	72,0
1952	29,7	69,5	99,2	30,0	70,0
1953	34,5	72,0	106,5	32,0	68,0
1954	41,9	74,0	115,9	36,0	64,0
1955	48,0	76,0	124,0	39,0	61,0
1956 (est)	53,0	77,0	130,0	41,0	59,0

Fuente: Dirección General de Estadística y Empresa Nacional de Luz y Fuerza.
a/ parcialmente estimado.

Se observa un constante aumento de la proporción de energía destinada al servicio público, que alcanza en la actualidad a un 41% del total generado.

3. SUMINISTRO Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Alrededor de 70 poblaciones del país tienen abastecimiento de energía eléctrica; pero que no llegan a 10 las que cuentan con servicio

/permanente

permanente de 24 horas. La mayoría sólo dispone de energía para alumbrado, durante 6 a 12 horas diarias.

La población total de las localidades con servicio eléctrico, permanente o parcial, puede estimarse (en 1956) en unos 400 a 420 mil habitantes, de los cuales unos 350.000 corresponden a las ciudades principales y pueblos menores de la región del Pacífico.

Los servicios son atendidos por empresas locales independientes, en su mayoría de propiedad particular. Sin embargo la empresa más importante, Empresa Nacional de Luz y Fuerza, que sirve a Managua y a otras 4 localidades menores, es propiedad del gobierno.

En el cuadro 81, se muestra un resumen para todo el país del número de consumidores, energía consumida y entradas por venta de energía de las empresas de servicio público durante el período 1950-1956, basado en las informaciones de la Dirección General de Estadística.

Debe advertirse que los consumos de energía, según datos de las empresas, son en gran parte estimados, pues un porcentaje apreciable de los consumidores no tienen medidor. Si se comparan con las cifras de producción, las pérdidas de distribución resultantes (entre 15% y 18%) no parecen corresponder a las deficientes condiciones predominantes de las redes distribuidoras. Aparentemente, como se verá en el caso de Managua, los consumos de energía están sobreestimados.

Si se compara el número de consumidores de electricidad con la población de las áreas servidas, alrededor de 410.000 habitantes en 1956, resulta que la densidad media de consumidores corresponde a unos 9 habitantes por consumidor.

/Mientras el

Mientras el consumo medio por consumidor ha aumentado en los últimos 6 años en un 64%, de 586 a 960 KWH al año, el precio medio de la energía se ha mantenido en una ligera alza de 0.33 a 0.36 córdobas por KWH, excluyendo el año 1950 cuyo precio parece anormal, pues, según las informaciones, prácticamente no ha habido modificación de tarifas en el período. En todo caso el aumento de precio observado puede atribuirse al hecho de que al aumentar el porcentaje de consumidores con medidor, disminuye correlativamente la porporción del consumo estimado, que es seguramente más alto que el real.

El precio medio por KWH, con ser aproximadamente la mitad del de Honduras, es el más alto de los demás países centroamericanos, reflejo del mayor costo de la producción térmica en centrales pequeñas.

Cuadro 81

Nicaragua: Consumidores y ventas de energía eléctrica.

Año	Número de Consumidores a/	Energía Consumida millones KWH	Entrada por venta de energía Millones córdobas	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada Media por KWH Córdobas	Entrada Media por KWH Ctvs. dólar b/
1950	33.100	19,4	5,2	586	0,27	3,8
1951	35.700	21,6	7,1	604	0,33	4,7
1952	37.200	23,5	7,9	630	0,34	4,8
1953	38.000	27,4	9,7	720	0,35	5,0
1954	40.100	35,0	12,4	870	0,35	5,0
1955	43.200	40,8	14,8	940	0,36	5,1
1956	45.700	44,0	16,0	960	0,36	5,1

Fuente: Dirección General de Estadística y Empresa Nacional de Luz y Fuerza.

a/ Promedio al año
b/ Equivalencia: 1 dólar = 7,05 Córdobas

/4. PRINCIPALES

4. PRINCIPALES EMPRESAS PROVEEDORAS

El servicio público eléctrico más importante del país es el de la ciudad de Managua, abastecido por la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, entidad autónoma propiedad del Estado. La Empresa cuenta con un Consejo Directivo en el que están representados el Consejo Nacional de Economía, el Instituto Nacional de Fomento y la actividad privada.

Además de la capital, esta empresa da servicio a las localidades de Nandaime, Rivas, Tipitapa y Casa Colorada, en las que tiene instaladas pequeñas centrales dieseléctricas que suman 190 KW de capacidad.

El área de servicio de la ENLF en Managua y su zona suburbana comprende una población de alrededor de 170.000 habitantes y cerca de la mitad de los consumidores con más del 70% del consumo de energía de servicio público del país.

La central de Managua, con una capacidad nominal de 10.250 KW, tiene 8 unidades dieseléctricas, de las cuales dos de 3.000 KW cada una han sido instaladas en los últimos 4 años. Se estima, sin embargo, que la capacidad efectiva utilizable de esta central está limitada a unos 8.500 KW, tanto por la edad de algunas máquinas como por las deficientes condiciones en que se encuentra el equipo. Por ejemplo, una de las unidades de 3.000 KW, de reciente instalación, no puede suministrar en la actualidad más de 2.500 KW, como consecuencia de obstrucciones en el sistema de refrigeración ocasionadas por la vegetación (algas) a que da lugar la circulación de agua obtenida del lago Managua.

Si se considera sólo la potencia útil disponible de 8.500 KW, resulta que la capacidad instalada por habitante alcanza a 50 watts, mientras la producción es de poco más de 220 KWH al año por habitante.

/Por otra parte

Por otra parte con 20.300 consumidores atendidos (promedio 1956), la densidad de consumidores da un índice de 8,4 habitantes por consumidor, lo que indica un alto porcentaje de viviendas y servicios varios sin abastecimiento eléctrico. Para alcanzar una densidad de 7 habitantes por consumidor, cifra modesta para una ciudad como Managua, la empresa tendría que conectar 4.000 servicios adicionales.

Estos bajos índices reflejan la inadecuada situación del abastecimiento eléctrico y la escasez de energía existente, agravada por el estado deficiente del sistema distribuidor. El estrangulamiento del suministro ocasionado por esta última causa explica tal vez por qué, a pesar de la necesidad insatisfecha de energía, la demanda máxima no excede de 7.500 KW, en circunstancias que la capacidad útil disponible es de unos 8.500 KW. En realidad, la Empresa trata de limitar al máximo las demandas, con el objeto de mantener un margen de reserva. Desde hace varios años el suministro a las industrias está restringido, interrumpiéndose diariamente entre 5 P.M. y 10 P.M.

Como es de suponer, numerosas industrias, establecimientos comerciales y servicios diversos, municipales, del gobierno y particulares, han instalado plantas dieseléctricas para su propio consumo. Se estima que en la ciudad de Managua existen hoy día alrededor de 5.000 KW instalados en servicio privado. Con la inversión que representa esta potencia fraccionada es posible que la empresa eléctrica hubiera podido abastecer necesidades muy superiores, con una apreciable economía en combustibles y otros gastos de operación.

/Puede estimarse

Puede estimarse que hoy día, sustituyendo las plantas de servicio privado y dando un servicio satisfactorio sin restricciones de ninguna especie, la demanda máxima del área de Managua alcanzaría unos 14.000 KW.

Como se explicará con detalle más adelante, para resolver en forma inmediata la crisis de abastecimiento eléctrico en Managua y el resto de la región del Pacífico, la Empresa Nacional de Luz y Fuerza ha contratado la construcción de una central a vapor con 2 turbogeneradores de 15.000 KW cada uno, que deberá entrar en servicio a comienzos de 1958. Esta nueva central queda ubicada en un sitio adyacente a la planta diesel actual. Se contempla además el mejoramiento y ampliación de las redes de distribución de Managua y otras ciudades, para que estén en condiciones de atender la mayor capacidad generadora.

En los cuadros 82 y 83 se muestran los datos principales de operación de la ENLF (área de Managua) en el período 1950-1956.

Cuadro 82

Nicaragua: Empresa Nacional de Luz y Fuerza Area de Managua. Capacidad generadora, producción, Demandas máximas

Año	Cap. Inst. (KW)	Producción millones KWH	Consumo de energía Millones KWH	Pérdidas de distrib. etc. (%)	Dem.Max. KW	Factor de carga (%)
1950	4.250	14,3	12,1	15,5	3.500	47
1951	4.250	15,9	13,5	15,1	3.500	52
1952	4.250	17,8	14,0	21,3	4.300	47
1953	7.250	22,4	18,1	19,2	5.400	47
1954	10.250	29,6	25,4	14,2	6.800	50
1955	10.250	34,4	29,9	13,1	7.200	55
1956 (est)	10.250 a/	38,0	32,7	14,0	7.500	58

Fuente: ENLF

a/ Capacidad efectiva utilizable: 8.500 KW

/Llama la atención

Llama la atención el porcentaje de pérdidas de distribución, que aun cuando sería el normal en una red adecuada, no corresponde a las condiciones reales de la red de Managua. Todos los antecedentes hacen suponer que las pérdidas efectivas en la red distribuidora (incluídos consumidores fraudulentos o no controlados) no pueden ser inferiores a un 20 a 25%. La causa de esta anomalía hay que atribuirla al hecho de que un 40% de los consumidores no tienen medidor y su consumo está sobreestimado.

Se observa el efecto de la restricción de las demandas en el factor de carga anual del sistema, que ha subido en los últimos 3 años de 47 a 58%. El sólo restablecimiento de un factor de carga anual de 45-47%, que correspondería a una condición normal en esta ciudad, elevaría la demanda máxima actual en unos 2.000 KW, a 9.500 KW.

Por las razones indicadas anteriormente, los consumos medios resultantes parecen estar sobreestimados en alrededor de un 10%. Como consecuencia, los precios medios por KWH han de ser realmente un 10% superiores a los que muestra el cuadro 83. Con excepción del año 1950, el precio medio de venta casi no ha tenido variación, manteniéndose en alrededor de 34 centavos de córdoba, o unos 4,8 centavos de dólar por KWH. Este precio es el más alto cobrado en alguna capital centroamericana, con excepción de Tegucigalpa, y es un 30% mayor que el de la Empresa Eléctrica de Guatemala (que incluye otras ciudades menores además de la capital). Sin embargo, como se verá más adelante, este precio no es sino el reflejo de los altos costos de producción y distribución de la empresa, ya que su rentabilidad no es excesiva.

/Cuadro 83

Cuadro 83

Nicaragua: Empresa Nacional de Luz y Fuerza, Area de Managua. Consumidores y ventas de energía.

Año	Número de consumidores a/	Consumo de energía Millones de KWH	Entradas por venta de energía Millones córdobas	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada media por KWH Ctvs. córdobas	Entrada media por KWH Ctvs. dólar b/
1950	13.000	12,1	3,17	930	26,2	3,72
1951	13.800	13,5	4,61	980	34,1	4,84
1952	14.500	14,0	5,01	965	35,8	5,08
1953	15.700	18,1	6,22	1.150	34,4	4,87
1954	17.300	25,4	8,25	1.580	32,5	4,60
1955	18.900	29,9	9,85	1.465	33,0	4,68
1956 (est)	20.300	32,7	11,00	1.610	33,5	4,75

Fuente: Empresa Nacional de Luz y Fuerza

a/ Promedio del año

b/ Equivalencia: 1 dólar = 7,05 córdobas

Fuera de la empresa de Managua, existen 4 empresas de mediana importancia, que abastecen a las otras ciudades principales de la región del Pacífico, a saber: Cía. Eléctrica de León (1.420 KW instalados y 5.600 consumidores); Cía. Eléctrica de Granada (1.080 KW instalados y 4.300 consumidores); Cía. Eléctrica de Carazo (780 KW instalados y 3.800 consumidores en Diriamba, Jinotepe y San Marcos); y Empresa Municipal de Masaya (500 KW instalados y 2.400 consumidores).

/En las otras

En las otras ciudades más importantes de la región del Pacífico (León, Granada y Masaya), los índices del consumo medio no llegan a la mitad de los de Managua, con precios medios algo superiores (alrededor de 0,40 córdobas por KWH).

5. TARIFAS

El nivel medio de las tarifas de Nicaragua, con ser relativamente elevado en comparación con otros países, corresponde a los mayores costos de producción térmica diesel y a la deficiente operación del sistema distribuidor, al menos en la principal empresa del país.

Cuadro 84

Nicaragua: Empresa Nacional de Luz y Fuerza. Area de Managua. Consumidores y ventas de energía. 1955

Categoría	Número de Consumidores a/	Consumo anual Millones KWH	Entrada por venta de energía Millones Córdobas	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada media por KWH Córdobas	Entrada media por KWH Ctvs. de dólar b/
Residencial	17.680	12,68	5,633	717	0,443	6,28
Comercial	325	1,50	0,584	4.610	0,390	5,52
Industrial Alumbrado	650	12,28	2,390	18.900	0,238	3,37
Público	1	1,21	0,183	1.210.000	0,151	2,14
Gobierno y municipios	220	2,19	0,521	9.950	0,238	3,37
Total y promedio	18.876	29,86	9,851	1.580	0,330	4,68

Fuente: Empresa Nacional de Luz y Fuerza

a/ Promedio del año
b/ Equivalencia: 1 dólar = 7.05 córdobas.

/Para comparar

Para comparar los precios medios y los consumos de las diversas categorías de consumidores de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, se ha preparado el cuadro 84, que corresponde a los datos de operación del año 1955.

El grupo residencial, que representa más de 93% de los consumidores, tiene un 40% de los servicios sin medidor, a quienes se aplica la tarifa fija, sólo para consumo de alumbrado y radio, de 4 y 6 córdobas mensuales respectivamente. De acuerdo con la limitación de carga conectada (50 watts) y el probable uso mensual, el cliente de tarifa fija paga alrededor de 0.50 córdobas (7,1 centavos de dólar) por KWH consumido.

Para el resto de los consumos residenciales con medidor hay tres tarifas de distinto nivel, todas de un solo bloque, a saber:

Tarifa 1: Hasta 12 KWH de consumo mensual se paga el mínimo de 9.00 córdobas.

Exceso sobre 12 KWH de consumo mensual a 0.75 córdobas por KW

Como se ve esta tarifa no ofrece ningún estímulo para consumir más de 12 KWH mensuales, consumo muy bajo para justificar medidor, y resulta, en general, de mayor precio que la tarifa fija.

Tarifa 2: Hasta 50 KWH de consumo mensual se paga el mínimo de 25.00 córdobas

Exceso sobre 50 KWH de consumo mensual 0.50 Córdobas por KWH

Tarifa 2A: Hasta 100 KWH de consumo mensual se paga el mínimo de 40.00 córdobas

Exceso sobre 100 KWH de consumo mensual 0.40 Córdobas por KWH

Ninguna de estas dos tarifas ofrece aliciente al consumo. Esta duplicidad de tarifas presenta además el inconveniente de la llamada tarifa

/escalonada

escalonada (step rate): un consumidor con 85 KWH de consumo en la tarifa 2 paga una factura mayor que un consumidor con 100 KWH de la tarifa 2A.

Sería preferible haber establecido una tarifa equivalente de bloques, con un primero de 100 KWH a 0.50 córdobas por KWH, y el exceso a 0.40 córdobas por KWH, que da el mismo resultado práctico, sin el inconveniente señalado. Por lo demás la diferencia de precio es tan pequeña para un bloque de consumo relativamente alto, que no se ve el objeto de mantener dos tarifas separadas.

Llama la atención el porcentaje tan pequeño de consumidores comerciales, que suman menos que los industriales, lo que hace suponer que hay muchos negocios o servicios mixtos que deben estar incluidos en la categoría residencial. El consumo relativamente elevado de los consumidores comerciales indica tal vez que se trata sólo de los clientes mayores. La tarifa 3, correspondiente a este consumo, consulta un primer bloque de 400 KWH mensuales a 0.40 córdobas por KWH, un segundo de 600 KWH a 0.35 córdobas por KWH, el exceso sobre 1.000 KWH a 0.30 córdobas, con un mínimo mensual de 40.00 córdobas.

La tarifa de fuerza motriz (No. 4), aplicable a servicios industriales hasta con 25 HP conectados, está basada en un suministro interrumpible de 5 PM a 10 PM, y es del siguiente corte:

Primeros 20 KWH de consumo por HP conectado	0.40 córdoba por KWH
Siguientes hasta 500 KWH de consumo total	0.35 córdoba por KWH
Exceso sobre lo anterior	0.30 córdoba por KWH
Mínimo mensual	8.00 córdobas por KWH conectado

/De acuerdo con

De acuerdo con esta tarifa, un consumidor industrial con 20 HP conectados, con servicio interrumpido durante 5 horas diarias, y 1.500 KWH de consumo mensual, pagaría 0.33 córdobas por KWH. El mismo consumo para un cliente comercial, con *servicio permanente*, resultaría a un precio medio de 0.347 córdoba por KWH, apenas un 5% más alto. Se ve, pues, que los pequeños consumidores industriales de la ENLF están en situación desmejorada frente a los demás consumidores. Según informa la Empresa ésto se corregirá mediante un reajuste general de tarifas, actualmente en estudio, que se aplicaría una vez que entrara en servicio la nueva central térmica.

Al hacer una revisión de las tarifas actuales será necesario normalizar el tratamiento a los consumidores industriales de más de 25 HP, que hoy están sujetos a contratos especiales con precios convenidos en cada caso, lo que puede prestarse a discriminaciones inconvenientes.

Un ligero examen de los resultados de operación confirma lo dicho anteriormente en el sentido de que el nivel general de las tarifas de la empresa no está lejos de corresponder a los costos (compárese con Tegucigalpa), asegurando una rentabilidad amplia sobre las inversiones.

En el cuadro 85 se hace un análisis de los gastos y entradas de explotación de la ENLF (área de Managua) durante 1955, según los datos suministrados por la Empresa.

El valor del activo inmovilizado útil y utilizable de la Empresa (área de Managua) en su estado actual, más una zuma razonable de capital de explotación, puede estimarse en unos 17 millones de córdobas; de modo que la rentabilidad (<u>return</u>) de la Empresa en el año 1955, habrá sido de un 12.5%, que sin ser excesivo, es más que suficiente para una empresa estatal que no paga impuestos sobre las utilidades.

/Cuadro 85

En 1955 se creó la Comisión Nacional de Energía, dependiente del Ministerio de Fomento y Obras Públicas, con las funciones de un organismo regulador de la industria eléctrica. De acuerdo con el Decreto respectivo esta Comisión debe estudiar y proponer un proyecto de ley y reglamento que regule el establecimiento de centrales generadoras y obras de transmisión y distribución, establezca un régimen uniforme de concesiones, fije las bases para la determinación de tarifas de venta, establezca un sistema uniforme de cuentas, etc.

En cumplimiento de esta disposición, la Comisión Nacional de Energía ha elaborado un proyecto de Ley de Servicios Eléctricos que está presentado al Congreso para su discusión y aprobación.

Las disposiciones relativas a la fijación de tarifas de este proyecto de ley parecen innecesariamente complicadas. Ellas se fijarían agregando a los gastos de explotación (que incluye intereses sobre deudas) una utilidad formada por: a) un dividendo expresado en un porcentaje del Capital Propio del concesionario, porcentaje que fijará la Comisión "de acuerdo con las autoridades encargadas de la política monetaria de la nación", b) una utilidad suplementaria para autofinanciamiento, según un porcentaje del activo depreciable que fijará la Comisión en cada caso, y c) un dividendo suplementario autorizado a empresas que "entreguen" anualmente hasta 5 millones de KWH, dividendo que variará de 0 a 5%, en proporción inversa a "las ventas totales de energía cuando éstas sean menores de 5 millones de KWH". Más adelante (Art. 98) se expresa que "la cantidad de energía vendida será calculada deduciendo de la energía generada las pérdidas de transmisión, transformación, y distribución". En realidad sucede lo contrario: las pérdidas se determinan deduciendo de la generación el monto de las ventas, que en gran parte son medidas.

/Los concesionarios

Los concesionarios (Art. 102) podrán ajustar sus tarifas sin aprobación previa de la Comisión cuando el total de los costos (referidos al KWH generado) varíe en más de 2%. Aparentemente un concesionario tendría derecho a ajustar sus tarifas cada vez que sus costos suben en más de 2%; pero no tendría obligación de ajustarlas si esos mismos costos bajan en más de 2%. Estos ajustes deben ser notificados con anticipación a la Comisión Nacional de Energía, quien se pronunciaría a posteriori, después de examinar los antecedentes, pudiendo obligar al concesionario a devolver el exceso cobrado si el alza es improcedente.

Otra disposición (Art. 106) se refiere a las diferencias entre los "costos reales" y los "costos anticipados", y establece que cuando dicha diferencia (economía) "se debe a condiciones hidrológicas favorables en sistemas de generación combinada, hidráulica y térmica" los excedentes se depositarán en un fondo de compensación que se utilizaría para cubrir aumentos en los costos de producción causados por condiciones hidrológicas desfavorables. Puede suceder que habiendo condiciones hidrológicas favorables, los costos de generación térmica, transmisión, distribución, etc. también resultaran inferiores a los anticipados, y al parecer la diferencia total entre "costo real" y "costo anticipado" se depositaría en el fondo de compensación.

Las concesiones de servicio público se otorgarán por un plazo no mayor de 50 años ni menor de 5 años (Art. 17), pudiendo el Estado adquirir los bienes afectos a la concesión previo aviso dado al concesionario con suficiente anticipación. El precio de compra se basará en

/una transacción

una transacción pericial del "valor de reposición a nuevo" (Art. 39) menos la suma acreditada en el "fondo de depreciación" en los libros del concesionario (Art. 47).

Estos comentarios generales al proyecto de ley sólo tienen por objeto señalar la conveniencia de que se simplifiquen algunas de sus disposiciones, cuyo control puede resultar más tarde dificultoso o poco operante para la misma comisión.

7. PREVISION DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA ELECTRICA

Como se ha indicado, la región del Pacífico, que contiene la mayor parte de la población y de la actividad económica del país, es la que requiere principal atención en lo referente a abastecimiento de energía eléctrica.

La capacidad generadora efectiva de las diversas centrales generadoras de servicio público existentes en la región (desde Chinandega hasta Rivas) no pasa de unos 13.000 KW. Puede estimarse que con un abastecimiento amplio, con servicio de buena calidad y tarifas adecuadas, que permitan reemplazar las actuales plantas dieseléctricas de servicio privado, la demanda máxima total de la región del Pacífico, alimentada por un sistema central interconectado, alcanzaría en el presente unos 22.000 KW. Esta demanda máxima incluiría la planta de cemento, pero no los ingenios de azúcar que tienen centrales a vapor, ya que disponen de su propio combustible (bagazo).

Partiendo de la población estimada actual en las áreas de servicio, y suponiendo un incremento de población de 3% anual y un aumento razonable de la densidad de consumidores hasta alcanzar un índice de 6,5 habitantes por consumidor en 1965, con un incremento correlativo del consumo medio de 1.700

/hasta 3.000 KWH

hasta 3.000 KWH anuales por consumidor, se han estimado las demandas máximas del sistema interconectado para el período 1956-1965. Se ha supuesto una pérdida total de transmisión y distribución de 20% y un factor de carga medio anual de 47%. El detalle de estas estimaciones se muestra en el cuadro 86. De acuerdo con él la demanda máxima actual de toda la región si no estuviera restringida sería de 22.500 KW y subiría en el futuro, hasta alcanzar unos 65.000 KW en 1965.

Cuadro 86

Nicaragua: Previsión de demandas máximas y producción. Región del Pacífico. Sistema interconectado.

Año	Población estimada a/ miles hab.	Densidad de consumidores	Número de consumidores	Consumo medio anual b/ KWH	Consumo total millón KWH	Producción c/ anual KWH	Demanda máxima sistema KW d/
1956	350	8,0	43.800	1.700	74,5	93	22.500
1957	360	7,8	46.100	1.800	83,0	104	25.300
1958	371	7,6	49.000	1.900	93,0	116	28.300
1959	383	7,4	52.500	2.000	105,0	131	32.000
1960	395	7,2	55.000	2.150	118,0	148	36.000
1961	407	7,0	58.200	2.300	134,0	167	41.000
1962	420	6,8	61.800	2.450	151,0	189	46.000
1963	433	6,7	64.600	2.600	168,0	210	51.000
1964	446	6,6	67.700	2.800	190,0	237	58.000
1965	460	6,5	71.000	3.000	213,0	267	65.000

Fuente: Estimación del autor

a/ Se supone un aumento de 3% anual
b/ Aumento medio anual de 6 a 7%
c/ En base a un 20% de pérdidas de transmisión y distribución
d/ En base a un factor de carga medio anual de 47%

/La previsión

La previsión anterior resulta en un crecimiento acumulativo anual de la demanda máxima del sistema del Pacífico de alrededor de un 13%.

En el estudio de mercado hecho por la firma Harza Engineering para el Gobierno de Nicaragua, que sirvió de base al programa de expansión actual de la central de Managua, se asume un crecimiento acumulativo anual de la demanda máxima de un 14 a 15% a contar de 1958, año en que estaría en operación la nueva central térmica y el sistema nacional de transmisión de la región del Pacífico. Estima Harza que en 1958 la demanda máxima del sistema sería de 30.000 KW para llegar a unos 75.000 en 1965.

La previsión de demandas hecha en el cuadro 86 es en promedio un 10 a 12% más baja que la estimación de Harza.

La estimación presente resulta para 1965 en una demanda de 141 watts por habitante en el área de servicio de las empresas. Esta cifra es un poco más baja que la estimada para ese año en la zona de servicio de la Empresa Eléctrica de Guatemala (ciudades de Guatemala, Escuintla, Antigua y localidades menores).

Puede tener mucha influencia en el desarrollo futuro de los consumos la política de fomento que adopten el gobierno y la empresa estatal en el sentido de impulsar determinados usos de la energía eléctrica en la producción agrícola e industrial. Un mercado importante para energía off peak puede llegar a constituir el riego mediante bombas eléctricas, que será de efectos muy beneficiosos en la producción de algodón, café y caña de azúcar de la región del Pacífico.

8. PROGRAMAS DE DESARROLLO

Llama la atención el hecho de que no existiendo reservas conocidas de combustibles minerales de algún valor económico, y contando el país con

/abundantes

abundantes recursos hidroeléctricos, prácticamente toda la producción de energía destinada al servicio público sea de origen térmico, con centrales dieseléctricas que consumen combustible importado de costo relativamente alto.

En ausencia de iniciativas particulares y estando el principal centro de consumo abastecido por una empresa estatal, es al gobierno a quien correspondía ocuparse de una planificación a largo plazo que contemplara la utilización racional de los recursos naturales de energía de la nación, con el objeto de resolver en forma económica el problema de la deficiencia de abastecimiento eléctrico, que ha afectado en forma permanente al progreso del país y al bienestar de su población.

Desgraciadamente, como en el caso de Honduras, el país no ha contado sino hasta en años recientes con elementos de capacidad técnica suficiente que se preocuparan de señalar a las autoridades una orientación en materia de política eléctrica. Si al menos se hubieran iniciado oportunamente las investigaciones hidrológicas y topográficas en las cuencas y sitios de más factible desarrollo, el país contaría por esta fecha con alguna de las obras hidroeléctricas que hoy día se encuentran aún en etapa de estudio y que requerirán algunos años antes de haberse ejecutado.

Puede decirse que a contar de 1952 se ha iniciado una etapa decisiva en materia de electrificación nacional, principalmente a raíz del estudio económico de Nicaragua hecho por una misión del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, que se tradujo en diversas

/recomendaciones

recomendaciones relacionadas con la industria de energía eléctrica. En efecto desde 1952 hasta la fecha se han cumplido los siguientes objetivos:

a) Iniciación en 1952 de reconocimientos hidrológicos, recolección de datos y estudios topográficos en las cuencas de los ríos Tuma, Viejo, Grande y Malacatoya. Hay a la fecha 7 estaciones de aforo en estos ríos, y repartidas en el país, 20 estaciones pluviométricas y 4 estaciones meteorológicas. Estos trabajos los realiza la Comisión Nacional de Energía con la asesoría de un ingeniero de la ICA (International Cooperation Administration) de los Estados Unidos.

b) Estudio de las necesidades de energía de la región del Pacífico y formulación de un programa de realización a largo plazo, contratado por el gobierno con la firma Harza Engineering en 1953, y complementado después por la Kuljian Corporation, quienes recomendaron la construcción de una central a vapor de 30.000 KW en Managua y un sistema de transmisión para la región del Pacífico.

c) Separación de la Empresa Eléctrica del Ferrocarril Pacífico de Nicaragua y creación en 1954, de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, como entidad autónoma del gobierno.

d) Contrato de construcción de la Central térmica de 30.000 KW, iniciada en 1955, y de los sistemas de transmisión de 69 KV y subtransmisión a 13,2 KV, con ayuda de un crédito por 8.000.000 de dólares contratado con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, que consulta además la reconstrucción de la red de distribución de Managua.

e) Crédito adicional por 400.000 dólares concedido por el BIRF al Instituto Nacional de Fomento, para destinarlo al financiamiento de la ...

/reconstrucción

reconstrucción de redes de distribución en 15 poblaciones de la región del Pacífico que serán abastecidas por el sistema nacional de transmisión.

f) Creación en 1955 de la Comisión Nacional de Energía, como un Departamento del Ministerio de Fomento y Obras Públicas, con las funciones y atribuciones de un organismo regulador de la industria eléctrica por una parte, y además como una entidad de planeamiento y estudios generales de desarrollo eléctrico.

Esta comisión, según se explicó, ha elaborado ya el Proyecto de Ley sobre la Industria Eléctrica, que se espera será promulgado en breve.

g) Estudio por la Comisión Nacional de Energía del desarrollo hidroeléctrico de los ríos Tuma y Viejo en combinación con el Grande, para recomendar su realización, según la ley, "a quienes corresponda".

Para resolver a corto plazo la crisis de energía eléctrica en la región del Pacífico, en vista de la demora que significaba el estudio y construcción de una central hidroeléctrica de capacidad adecuada, la ENLF contrató en 1955, siguiendo las recomendaciones de Harza Engineering y de la Kuljian Corp., que proyectó y supervigila ahora las faenas, la construcción de una central a vapor con dos turbogeneradores de 15.000 KW cada uno, ubicada junto a la central diesel actual de Managua. Esta nueva central deberá quedar en servicio a comienzos de 1958.

/Junto con

Junto con esta central térmica se construirán líneas de transmisión de 69 KV de Managua a Chinandega, hacia el noroeste, y de Managua a Masaya, con ramales a Granada y Jinotepe, hacia el sureste. Se instalarán, aparte de la subestación elevadora de Managua, 5 subestaciones primarias de 69/13-2 KV en los principales centros de consumo, desde donde arrancarán, además, líneas de 13-2 KV para la alimentación de las localidades vecinas. En total, durante la primera etapa de desarrollo, quedarán abastecidas por el sistema central de transmisión 15 de las poblaciones más importantes de la zona del Pacífico, incluyendo la capital y las ciudades de León, Granada y Masaya. En una etapa subsiguiente, probablemente antes de entrar en servicio la primera central hidroeléctrica, se contempla la ampliación del sistema de 69 KV hacia San Rafael del Sur y hacia Rivas.

El sistema de transmisión, así como la central y la red de Managua serán de propiedad y operados por la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, quien venderá energía en bloques a las empresas distribuidoras existentes en las demás localidades.

Las centrales generadoras actualmente en servicio quedarán como reserva hasta 1961 en el futuro sistema interconectado y servirán, cuando sea necesario, para suplir puntas de carga locales, trabajando en paralelo con la central de Managua.

El costo total de las obras de generación y transmisión, más la reconstrucción de la red de Managua, se calcula en unos 10 millones de dólares, suma que se financía con un crédito por 8 millones del BIRF para las inversiones en moneda extranjera; el saldo, correspondiente a la inversión en moneda nacional, lo financía directamente la ENLF.

/Cuando entre

Cuando entre en servicio la nueva central será posible reacondicionar las unidades diesel de Managua, hoy limitadas a una capacidad de alrededor de 8.500 KW y retirar las unidades más antiguas, de modo que en ambas centrales se contará con unos 39.000 KW (30.000 KW a vapor y 9.000 KW diesel). El resto del sistema interconectado de servicio público, descartando las centrales de menos de 100 KW, dispondrá de alrededor de 4.000 KW. Al interconectarse con la planta de cemento en San Rafael del Sur se tendría una capacidad adicional de 1.250 KW. En números redondos el sistema interconectado de la región del Pacífico contaría con unos 44.000 KW.

Al comparar esta capacidad generadora disponible con las demandas máximas de la región del Pacífico previstas hasta el año 1965 (cuadro 86), resulta que sólo podrían atenderse las necesidades de la región en forma satisfactoria hasta el año 1961, suponiendo que trabajen en paralelo con la central de Managua todas las demás centrales interconectadas.

La central de Managua, con 39.000 KW podría abastecer sola a toda la región hasta 1960.

De acuerdo con las cifras del cuadro 87 siguiente, el déficit de potencia acumulado hasta 1965 alcanzaría a unos 21.000 KW si no se termina antes la construcción de la primera central hidroeléctrica del proyecto Tuma-Viejo.

Según se muestra en el cuadro 87, hasta 1962 debería entrar en servicio alguna de las centrales hidroeléctricas que la Comisión Nacional de Energía ha venido considerando en el desarrollo combinado de los ríos Tuma, Viejo, Grande y Matagalpa.

/Las obras

Las obras consistirían en su primera etapa, en una presa de almacenamiento en el río Tuma para crear un embalse en el curso superior del río, con un volumen regulable de 225 millones de m^3. Las aguas del embalse (cota 990) se conducirían mediante un canal y un tunel de 1.8 Km hacia el valle del río Viejo, en la vertiente del Pacífico, donde se aprovecharía un gasto medio de 11 m^3/seg. con una primera caída de 270 m, lo que permitiría instalar una capacidad de 50.000 KW (Central Cacao). En una segunda caída de 90 m, a continuación de la anterior, se desarrollarían unos 20.000 KW adicionales.

Cuadro 87

Nicaragua: Demandas máximas y capacidad generadora 1956-1965
Región del Pacífico. Sistema interconectado

Año	Dem. Máx. sistema KW	Cap. Inst. Utilizable	Déficit ó excedente KW	Observaciones
1956	22.500	13.100	- 9.400	Cap. Inst. efectiva ENLF 8.500 KW; otros, 4.600 KW
1957	25.300	13.100	-12.200	
1958	28.300	43.000	14.700	Cap. Inst. ENLF 39.000 KW; otros; 4.000 KW
1959	32.000	44.000	12.000	Supone interconexión Fábrica de Cemento aproximada a 1.000 KW
1960	36.000	44.000	8.000	
1961	41.000	44.000	3.000	
1962	46.000	44.000	- 2.000	Debe entrar en servicio la la. central Tuma-Viejo.
1963	51.000	44.000	- 7.000	
1964	58.000	44.000	-14.000	
1965	65.000	44.000	-21.000	

Fuente: Estimaciones del autor.

/En una etapa

En una etapa posterior, las aguas de estas centrales se sumarían con las del río Viejo y con las del curso superior del río Grande, que se embalsarían con una presa en el río Viejo, lo que permitirá disponer de un gasto regulado de 18 a 20 m^3/seg para desarrollar una capacidad de 80 a 100.000 KW en varias plantas en serie, antes de la desembocadura del Viejo en el lago Managua.

El proyecto es construir primero la central superior (Cacao) de 50.000 KW, que quedaría ubicada muy cerca de Jinotega. La energía se transmitiría a Managua con una línea de 115 KV, de unos 120 Km de longitud. Existe ya un anteproyecto de las obras elaborado por la Comisión; pero falta verificar varios aspectos geológicos relacionados con la presa del Tuma y el tunel de alimentación al valle del Viejo. Estos estudios han sido encomendados por la Comisión a la firma francesa Simecsol que podría tener presentadas sus recomendaciones en los primeros meses de 1957. En base a estas recomendaciones se revisaría y completaría el anteproyecto actual.

Las estimaciones presentes hacen llegar el costo de las obras de regulación del Tuma, la Central Cacao y el sistema de transmisión a Managua en unos 22 millones de dólares, suma que incluye, como se vé, obras que serán comunes al futuro desarrollo.

Tomando en cuenta el tiempo necesario para la confección del proyecto definitivo y la negociación de un crédito en moneda extranjera, es posible que en el mejor de los casos la construcción se iniciaría en 1958, con lo cual las obras podrían entrar en servicio en 1962. Cualquier atraso se traduciría en restricciones del suministro en los años siguientes.

/9. CONCLUSIONES

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después de un atraso considerable en abordar los problemas de abastecimiento eléctrico, a contar de 1952 se han realizado importantes progresos en lo relativo a la organización y regulación de la industria de energía eléctrica y al planeamiento y ejecución de las obras de electrificación del Estado.

Se cuenta ya con un programa de desarrollo a largo plazo, que permitirá utilizar importantes recursos hidroeléctricos ubicados a distancias económicas de transmisión de los principales centros de consumo del país.

La construcción de la central a vapor de 30.000 KW en Managua y de un sistema adecuado de transmisión y distribución que alimentará a las poblaciones e industrias más importantes de la región del Pacífico, constituyen la primera etapa de un programa nacional de electrificación, que deberá cumplirse en el curso de 1958.

La etapa siguiente, que comprende la construcción de las primeras centrales hidroeléctricas del desarrollo combinado de los ríos Tuma, Viejo y Grande, con un sistema de transmisión de amplia capacidad y mayor voltaje hacia la región del Pacífico, debería iniciarse a más tardar en 1958, de modo que la entrega de energía de este nuevo desarrollo comenzara en 1962, año en que la capacidad de las centrales existentes sería insuficiente para atender la demanda máxima prevista para la región.

Las obras correspondientes a la primera etapa se construyen por cuenta de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, quien tendrá a cargo su explotación. En cuanto a las obras hidroeléctricas del proyecto Tuma-Viejo, no se ha definido aún qué entidad será responsable de la contratación del proyecto

/definitivo,

definitivo, de la construcción y, más tarde, de su explotación. Existen desde luego dos alternativas: crear un organismo autónomo del gobierno, independiente de la ENLF, o entregar a esta última todas las funciones correspondientes a una entidad nacional de electrificación, incluso la distribución de Managua. No sería conveniente que la Comisión Nacional de Energía se encargara de la elaboración del proyecto final ni de la construcción y operación del futuro sistema hidroeléctrico, pues ello no corresponde a las funciones de un organismo regulador.

No se vé ventaja alguna en que además del organismo autónomo existente --ENLF-- se cree otro del mismo tipo que funcione separadamente de aquél. Por el contrario, la escasez de personal técnico que existe en el país y la necesaria coordinación de las operaciones eléctricas de generación y transmisión en un sistema interconectado nacional, aconsejan concentrar todas las actividades de electrificación en una sola agencia autónoma del gobierno, con amplias atribuciones en lo que respecta a diseño, construcción y explotación de las instalaciones, que trabaje en coordinación con la Comisión Nacional de Energía en los aspectos de planeamiento y estudios generales. El organismo propuesto tendría a su cargo la distribución de energía eléctrica en Managua y en otras localidades servidas hoy por la ENLF.

Como se vé, el problema de organización es semejante al que deberá afrontar Honduras.

La Comisión Nacional de Energía, que tiene a su cargo el estudio de las obras del Tuma, no cuenta con suficiente personal técnico y

/esto puede

esto puede constituir un obstáculo para la pronta terminación del anteproyecto definitivo de la primera central de este desarrollo. Sería ventajoso para la Comisión contar con la asesoría de un ingeniero con experiencia en proyecto de centrales hidroeléctricas y sistemas de transmisión. Esta asistencia sería también útil en las etapas subsiguientes de gestión de créditos y de coordinación con la firma especialista que se encargaría más tarde de la confección del proyecto definitivo y de las especificaciones del equipo.

Las autoridades de electrificación deberían aprovechar al máximo el período actual de construcción de la central de Managua y del sistema de transmisión de 69 KV, y el subsiguiente, de proyecto y construcción de la primera central hidroeléctrica y del sistema de 115 KV, para preparar un cuerpo de ingenieros y especialistas que estén en condiciones más tarde de hacerse cargo de la operación y mantenimiento de las importantes obras primarias y de los diversos problemas a que da lugar su explotación.

En cuanto a la legislación sobre la industria eléctrica sería conveniente revisar algunas de sus disposiciones, de modo que su aplicación futura resulte sencilla para el organismo regulador.

Se ha mencionado el crédito por 400.000 dólares otorgado por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento al Instituto Nacional de Fomento, para financiar, mediante préstamos a los concesionarios, la reconstrucción de las redes distribuidoras de las diversas poblaciones que serán alimentadas por el sistema nacional de transmisión. Debe suponerse que estos trabajos se harán de acuerdo con normas técnicas uniformes tanto en lo relativo al diseño de las nuevas redes como al equipo que deberá instalarse.

/A la Empresa

A la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, y especialmente a la Comisión Nacional de Energía, correspondería velar porque la explotación de los servicios de distribución de las empresas particulares se haga en forma de obtener el máximo provecho del sistema interconectado y de la mayor capacidad disponible, eliminando todo tipo de restricciones y estableciendo tarifas que estimulen el empleo económico de la energía eléctrica en sus múltiples aplicaciones.

/VI. COSTA RICA

VI. COSTA RICA

Superficie: 51.000 Km.^{2}

Población estimada en 1956: 1.000.000 habitantes.

Costa Rica es un país esencialmente agrícola con una producción variada de los cultivos típicos de Centroamérica (maíz, frijoles, arroz, café, caña de azúcar y plátanos), además de ganado vacuno y lechería. El café y los plátanos son los principales rubros de exportación y en conjunto representan alrededor del 90% del valor total exportado. La actividad industrial es escasa y está limitada casi exclusivamente a la producción de artículos alimenticios para el consumo local.

La zona más desarrollada del país y la más densamente poblada, corresponde a una faja central de territorio que se extiende de este a oeste, entre Turrialba y Puntarenas, con una superficie de unos 3.000 Km.^{2} En esta región central, que comprende gran parte de la llamada Meseta Central, vive cerca del 70% de la población y en ella se encuentran las principales ciudades del país. La producción de café y azúcar proviene casi exclusivamente de esta región, donde existen numerosos beneficios y diversos establecimientos de elaboración azucarera, aparte de un gran número de trapiches, movidos casi siempre por fuerza animal o hidráulica directa.

Por el nivel de actividad económica y mayor volumen y densidad de población, la región central es la de mayor importancia desde el punto de vista del abastecimiento de energía eléctrica.

En el resto del país sólo pueden considerarse localidades aisladas, muy distantes de la zona central y de muy escasa actividad, tales como

/Puerto Limón,

Puerto Limón, en el Atlántico, y algunas poblaciones de la Provincia de Guanacaste, cuyas limitadas necesidades deberán atenderse todavía por un largo tiempo en forma individual.

No hay en el país depósitos conocidos de combustible mineral de algún valor económico, aun cuando existe probabilidad, según investigaciones recientes, de que se encuentre petróleo en cantidades que justifiquen su explotación comercial. En cambio, el país está abundantemente dotado de recursos hidroeléctricos, en un gran número de ríos de fuertes pendientes, que vierten tanto al Atlántico como al Pacífico, con un potencial susceptible de desarrollo estimado hasta el momento en alrededor de 1,5 millones de KW.

1. CAPACIDAD DE ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

a) Centrales generadoras. Costa Rica exhibe uno de los índices más altos de electrificación en América Latina, muy por encima de los demás países centroamericanos.

Tiene la mayor capacidad generadora instalada en servicio público, así como en servicio público y privado combinados, en Centroamérica.

Existen en operación 58 centrales generadoras de servicio público (de 30 KW o más) con una capacidad instalada total de 68.130 KW.

Aun cuando la mayor parte de la capacidad generadora es hidroeléctrica, su proporción en el total ha ido disminuyendo en los últimos años como consecuencia de la instalación de capacidad térmica de importancia, en la central a vapor de 10.000 KW (Cía. Nacional de Fuerza y Luz) en 1954 y la central diesel de 12.000 KW (Instituto Costarricense de Electricidad) en 1956, mientras los aumentos de capacidad hidroeléctrica han sido muy pequeños (5.000 KW en los últimos 6 años).

/Esta situación

Esta situación cambiará fundamentalmente al entrar en servicio en 1958 la central hidroeléctrica de La Garita, que construye el Instituto Costarricense de Electricidad, que agregará una potencia de 30.000 KW, cercana a la capacidad de todas las plantas hidroeléctricas juntas que hoy funcionan.

En el cuadro 88 se muestra para el período 1950-1956 el desarrollo de las centrales generadoras de servicio público.

Cuadro 88

Costa Rica: Centrales generadoras de servicio público

(30 KW o más)

Año	Hidroeléctricas No.	Hidroeléctricas Cap.Inst. (KW)	A Vapor No.	A Vapor Cap.Inst. (KW)	Diesel No.	Diesel Cap.Inst. (KW)	Total No.	Total Cap.Inst. (KW)
1950	40	38.900	-	-	4	150	44	39.050
1951	43	39.700	-	-	4	150	47	39.850
1952	43	39.700	-	-	5	180	48	39.850
1953	43	40.600	-	-	5	180	48	40.780
1954	44	40.700	1	10.000	5	180	50	50.880
1955	44	40.700	1	10.000	5	180	50	50.880
1956	46	43.500	1	10.000	11	14.630	58	68.130

Fuentes: Instituto Costarricense de Electricidad, Compañía Nacional de Fuerza y Luz, Servicio Nacional de Electricidad.

En términos de la población total del país la capacidad instalada actual representa unos 68 watts por habitante, o sea unas 5,5 veces la correspondiente a Nicaragua y 14 veces la de Honduras.

/El aumento

El aumento de capacidad generadora en el período 1950-1956 ha sido de alrededor de 9% acumulativo anual, lo que es bastante satisfactorio, dado el alto nivel relativo existente. Más aún, el incremento anual en los último cuatro años ha sido de un 17%, como consecuencia de la instalación de la central a vapor de la Cía. Nacional de Fuerza y Luz (10.000 KW) y de 6 centrales diesel del Instituto Costarricense de Electricidad (14.450 KW).

En el cuadro 89 se ha hecho una clasificación, según el tamaño, de las centrales de servicio público (de 30 KW o más) actualmente en funcionamiento.

Cuadro 89

Costa Rica: Clasificación por tamaño de las centrales generadoras de servicio público. 1956

(30 KW o más)

Cap.Instalada KW	Hidroeléctricas		A vapor		Diesel		Total	
	No.	Cap.Inst.	No.	Cap.Inst.	No.	Cap.Inst.	No.	Cap.Inst.
menos de 100	18	775	-	-	5	180	23	955
100 - 199	5	615	-	-	1	100	6	715
200 - 499	10	3.060	-	-	1	350	11	3.410
500 - 999	4	3.450	-	-	2	1.000	6	4.450
1.000 -4.999	6	13.100	-	-	1	1.000	7	14.100
5.000 -9.999	2	12.500	-	-	-	-	2	12.500
10.000 o más	1	10.000	1	10.000	1	12.000	3	32.000
Total	46	43.500	1	10.000	11	14.630	58	68.130

Fuentes: Las mismas del cuadro 88

/Sin contar

Sin contar las plantas de menos de 30 KW, la mitad de las centrales existentes tiene menos de 200 KW de capacidad. Las centrales de mayor capacidad son la dieseléctrica de Colima de 12.000 KW, propiedad de ICE, instalada en 1956; planta a vapor San Antonio de 10.000 KW de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz y planta hidroeléctrica de Ventanas de 10.000 KW, de la misma compañía. Estas tres centrales están destinadas al abastecimiento de San José y localidades vecinas, servidas por la CNFL.

En el cuadro 90 se detallan las centrales más importantes de servicio público actualmente en operación en el país.

De las 16 centrales principales de la lista anterior, sólo dos se encuentran en la región central: la hidroeléctrica de Asunción y la diesel de Puerto Limón, ambas destinadas al servicio de esta última localidad.

De acuerdo con la distribución geográfica, según se muestra en el cuadro 91, el 95% de la capacidad instalada actual en servicio público corresponde a las plantas ubicadas en la región central, en que operan los sistemas productores más importantes.

La potencia instalada por habitante en el territorio de la región central (población estimada 680.000 hab.) resulta de 95 watts, mientras en el resto del país (alrededor de 320.000 hab.) no alcanza a 11 watts.

La capacidad de las centrales generadoras de servicio privado es relativamente poco importante, estimándose en unos 13.000 KW, según los datos del Servicio Nacional de Electricidad. Esta cifra incluiría hasta las plantas más pequeñas, de las que existe un gran número, en su mayoría hidroeléctricas.

/Cuadro 90

Cuadro 90

Costa Rica: Centrales de servicio público más importantes. 1956

Nombre o ubicación	Propietario	Tipo de central	Cap. Inst. KW	No. de unidades
1. Colima	ICE	diesel	12.000	4
2. San Antonio	CNFL	vapor	10.000	2
3. Ventanas	CNFL	hidro	10.000	4
4. Nuestro Amo	CNFL	hidro	7.500	2
5. Belén	CNFL	hidro	5.000	4
6. Birris II	A.Madriz	hidro	2.400	1
7. Birris I	A.Madriz	hidro	1.600	2
8. Electriona	CNFL	hidro	3.000	2
9. Brasil	CNFL	hidro	2.500	5
10. Carrillos	Municip. Heredia	hidro	2.000	2
11. Nagatal	ICE	hidro	1.600	1
12. Limón	ICE	diesel	1.000	2
13. Barro Morado	ICE	hidro	900	3
14. Asunción	ICE	hidro	900	2
15. Guacimal	ICE	hidro	850	2
16. Cacao	Municip.Alajuela	hidro	800	2

Fuente: La misma del Cuadro 88

/Cuadro 91

Cuadro 91

Costa Rica: Localización de las centrales generadoras de servicio público. 1956.

Empresa	Región Central No.	Cap.Inst. (KW)	Resto del País No.	Cap.Inst. (KW)	Total del País No.	Cap.Inst. (KW)
CNFL	8	38.500	-	-	8	38.500
ICE	9	17.300	5	2.500	14	19.800
A. Madriz (Planta Birris)	2	4.000	-	-	2	4.000
Municipios Heredia y Alajuela	4	3.300	-	-	4	3.300
Otros propietarios	8	1.630	22	900	30	2.530
Total	31	64.730	27	3.400	58	68.130
% Cap.Inst.	-	95%	-	5%	-	100%

Fuentes: Servicio Nacional de Electricidad e Instituto Costarricense de Electricidad

De acuerdo con los antecedentes obtenidos, la capacidad de las plantas de servicio privado había variado sólo de unos 11.000 KW en 1950 a unos 13.000 KW en el presente. Muchas de las pequeñas plantas existentes son sólo de emergencia.

Más de la mitad de esta capacidad corresponde a los siguientes propietarios.

a) Ferrocarril Eléctrico del Pacífico —región central— Central de Tacares 4.050 KW (hidro).

b) United Fruit Co. —costa del Pacífico sur— 2.600 KW (diesel)

/c) Northern Railway

c) Northern Railway —F.C. al Atlántico— estaciones y talleres 300 KW (diesel)

d) Finca La Argentina —región central— beneficio de café e ingenio de azúcar 260 KW (hidro)

En el cuadro 92 se hace un resumen de la capacidad generadora total de servicio público y privado durante el período 1950-1956. Esta alcanza en la actualidad a poco más de 81.000 KW, de los cuales unos 52.000 son hidroeléctricos.

Cuadro 92

Costa Rica: Capacidad generadora instalada en servicio público y privado

Año	Serv. Público (KW)	Ser.Privado(est.) (KW)	Total (KW)	Proporción (%) Ser.Pub.	Serv.Privado
1950	39.050	11.000	50.050	78	22
1951	39.850	11.500	51.350	78	22
1952	39.850	12.000	51.850	77	23
1953	40.780	12.000	52.780	77	23
1954	50.880	12.500	63.380	80	20
1955	50.880	13.000	63.880	80	20
1956	68.130	13.000	81.130	84	16

Fuente: La misma del Cuadro 88

Puede observarse que la capacidad generadora de servicio privado ha ido perdiendo importancia hasta representar ahora sólo un 16% del total instalado. Como no hay centrales de alguna magnitud en construcción o en proyecto, al entrar en operación la central La Garita, la capacidad de servicio privado se verá reducida a poco más de un 10%.

/Ninguna de

Ninguna de las centrales de servicio privado está interconectada con los sistemas de servicio público. La interconexión de la central hidroeléctrica de Tacares (4.050 KW) del Ferrocarril del Pacífico, que sería beneficiosa para una operación combinada con otras plantas de la región central, exige un costoso equipo convertidor de frecuencia, ya que la generación de dicha planta es a 20 ciclos, frecuencia empleada en el equipo de tracción eléctrica. Sin embargo, esta interconexión se contempla realizarla en un futuro cercano, requerida por el aumento de carga del ferrocarril.

b) Transmisión y distribución. La región central del país, entre Turrialba y Puntarenas está en el presente parcialmente interconectada, distinguiéndose cuatro zonas o sistemas locales independientes a saber:

a) Zona del Pacífico. Corresponde al sector occidental de la región central, con Puntarenas como principal centro de consumo. Este sistema, de propiedad del ICE, interconecta tres de sus centrales hidroeléctricas con Puntarenas y un grupo de pueblos de la zona, con líneas de 33 KV (Nagatac-Puntarenas), 19 KV (Guacimal-Barracas) y 11 KV (Hopkins-Nagatac-San Ramón-Atenas-San Mateo).

b) Heredia-Alajuela. Consiste en una línea de 33 KV de propiedad del ICE, que interconecta las plantas municipales con los sistemas distribuidores de estas dos ciudades y localidades vecinas. La línea se prolonga desde la central municipal de Cacao hasta las faenas de construcción de la central Garita, en cuyo sector opera temporalmente a 4 KV.

c) Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Sistema de líneas de 33 KV de interconexión de las diversas centrales hidroeléctricas de esta compañía con su central térmica San Antonio y redes de distribución de San José y

/pueblos

pueblos de los alrededores. Está, además, interconectado con la central dieseléctrica de Colima, del ICE, que entrega toda su producción a la compañía.

Las líneas de distribución suburbana y rural de la CNFL se extienden hasta Alajuela y Heredia, a cuyas municipalidades entregan energía para su distribución en sectores de ambas ciudades que no están interconectados con el resto de los sistemas municipales.

d) Cartago-Turrialba. Corresponde al sector oriental de la región central, con estas dos ciudades como principales centros de consumo. Una línea de 33 KV interconecta cuatro centrales del ICE con las dos centrales de la empresa A. Madriz, y alimenta a Cartago, Turrialba, Paraíso y un grupo de localidades intermedias. La línea de transmisión es en parte propiedad del ICE (Cartago-Paraíso y Birris-Turrialba) y en parte de la empresa Madriz (Paraíso-Birris), pero es operada en su totalidad por el ICE.

En resumen, eliminando las líneas de 19 KV y 11 KV, que son de construcción antigua y condiciones muy precarias, los sistemas de transmisión existentes son todos de 33 KV, con las siguientes extensiones de líneas:

ICE	82 Km.
CNFL	72 Km.
A. Madriz	12 Km.
Total	166 Km.

El programa de obras del ICE contempla la interconexión de los diversos sistemas de la región central, que se realizaría en etapas sucesivas, con las siguientes líneas:

/a) Garita-Colima,

a) Garita-Colima, de 132.000 KV y 31 Km. de largo, interconectará la central La Garita con la CNFL en Colima. La línea existente Garita-Cacao, operando después a 33 KV interconectará los sistemas de la CNFL y del ICE con la zona Alajuela-Heredia.

b) Colima-Heredia, de 33 KV y 9 Km. de largo, reforzará la interconexión de los tres sistemas, cerrando un anillo de alimentación de Garita a San José.

c) Cacao-San Ramón-Nagatac, de 33 KV y 42 Km., interconectará la zona del Pacífico con el sistema central.

d) Colima-Cartago, de 132 KV y 22 Km., alimentará la zona oriental Cartago-Turrialba y completará la interconexión de toda la región central hacia fines de 1958.

Los sistemas de distribución han operado en general en condiciones inadecuadas debido al deficiente estado de las redes y a su falta de capacidad.[33/] Esta situación ha mejorado en las ciudades principales de la región central (San José, Alajuela y Cartago).

La CNFL está realizando un programa de ampliación y refuerzo de su sistema distribuidor que comprende la conversión gradual de las líneas de distribución primaria de 4 y 2,3 KV a 13,2 KV, con lo que se ha logrado una apreciable mejora del servicio. Las pérdidas globales de transmisión y distribución han fluctuado alrededor de un 20%.

Los servicios de distribución operados por el ICE tienen alimentación en 2,3 KV. La mayor parte de las instalaciones, adquiridas de una antigua compañía, ha tenido sólo arreglos parciales, y requiere mejores

33/ Véase, por ejemplo, el informe de la misión de AAT (Documento ST/TAA/J Central America/R. 1) sobre las condiciones de regulación en la red de San José.

/sustanciales

sustanciales que el ICE tiene proyectado realizar en un futuro próximo. Estas mejoras incluyen la conversión a 13,2 KV de la distribución primaria en Cartago, Puntarenas y San Ramón y el refuerzo y arreglo general de las redes.

No hay datos muy precisos sobre el monto de las pérdidas de distribución en las localidades abastecidas por el ICE, donde hasta hace poco el 40% de los consumidores no tenía medidor; pero según sus propias estimaciones aquellas deben ser cercanas al 25% lo que da una idea aproximada de la deficiente condición de las redes distribuidoras (agravada por el inadecuado sistema de transmisión y alimentación de 19 y 11 KV que subsiste en la zona del Pacífico).

En los sistemas municipales de Alajuela y Heredia se está ejecutando la reconstrucción total de las redes para eliminar la diversidad de voltajes primarios (11, 4 y 2,3 KV) y dejar sólo una alimentación a 2,3 KV, que más tarde se espera elevar a 4 KV. A primera vista no parece recomendable esta solución ya que pudo aprovecharse la reconstrucción para instlar una alimentación a 13,2 KV, que tiende a ser de uso general, aunque temporalmente se operara a 2,3 KV.

El sistema distribuidor de Alajuela, con postación de concreto, está en gran parte ya reconstruído, mientras en Heredia este trabajo, hecho en postación de acero, recién se inicia. La red de esta última ciudad es particularmente defectuaosa y sus pérdidas de distribución se estiman excesivamente elevadas, superiores a un 30%.

/2. PRODUCCION

2. PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

La producción de energía eléctrica de las centrales de servicio público casi se ha duplicado en el período 1950-56, ya que habrá aumentado de 157,8 a 294 millones de KWH, que es la generación estimada para este último año.

Llama la atención al comparar la generación anual con la capacidad instalada, el alto factor de planta medio resultante, que en 1955 llegó casi a 60%, estimándose para 1956 en un 49%. Principalmente éste se ha debido a falta de capacidad generadora, pero en parte también debe atribuirse a la característica del consumo, definida por un alto grado de electrificación doméstica y amplia utilización de la carga conectada en cocinas eléctricas, cuyo grado de saturación excede de 90% del número de servicios conectados en gran parte de la región central.

En el cuadro 93 se resume la producción de energía para el período 1950-1956, clasificada por tipo de generación. Hasta 1954 la generación era casi exclusivamente de origen hidráulico, pero a contar de 1955 hay un aumento considerable de generación térmica, como consecuencia de la instalación de la central a vapor San Antonio de la CNFL cuya producción alcanzará en 1956 a unos 45 millones de KWH, 15% del total. El aumento de generación dieseléctrica en 1956 se debe a la operación de las centrales instaladas este año por el ICE en San José (Colima - 12.000 KW) y en Limón, Cartago, Heredia, Liberia y Santa Cruz (2.450 KW en conjunto), cuya producción total llegará este año a unos 13 millones de KWH; las otras cinco pequeñas plantas diesel particulares agregarán sólo unos 500.000 KWH.

/Cuadro 93

Cuadro 93

Costa Rica: Producción de energía eléctrica, Servicio público
(millones de KWH)

Año	Hidroeléctrica	A Vapor	Diesel	Total
1950	157,5	-	0,3	157,8
1951	167,4	-	0,3	167,7
1952	183,9	-	0,4	184,3
1953	208,9	-	0,4	209,3
1954	228,2	3,2	0,5	231,9
1955	232,2	32,4	0,5	265,1
1956 (est.)	235,5	45,0	13,5	294,0

Fuentes: CNFL, ICE y Servicio Nacional de Electricidad.

En términos de la población total del país, la producción de energía de servicio público habrá aumentado en el período 1950-1956, de 196 a 294 KWH por habitante, índice, este último, que es unas 4 veces mayor que el de El Salvador, que le sigue en importancia, y cerca de 19 veces el de Honduras, que es el más bajo. Este hecho es extraordinario si se considera que en Costa Rica ha habido restricciones en el suministro de energía eléctrica y que no existen consumos industriales importantes. Se explica este nivel por la alta densidad de consumidores, al punto de que en las ciudades principales de la región central cerca del 100% de la población cuenta con servicio eléctrico; la amplia utilización de la energía en las faenas domésticas, con un elevadísimo índice de saturación de cocinas eléctricas; y los precios de venta en armonía con una producción muy económica, con máxima utilización de la capacidad instalada.

/De acuerdo

De acuerdo con la localización de las centrales generadoras, la producción de energía eléctrica corresponde en un 96% a la región central, según la clasificación indicada en el cuadro 94. El escaso porcentaje restante corresponde principalmente a la zona de Puerto Limón y a varias localidades aisladas de la provincia de Guanacaste.

Cuadro 94

Costa Rica: Producción de energía eléctrica. a/ Servicio público. 1956
(millones de KWH)

Empresa	Región Central	Resto del País	Total	%
Compañía Nacional de Fuerza y Luz	219,0	-	219,0	74,5
ICE	31,2	7,8	39,0	13,3
Municipios Heredia y Alajuela	21,0	-	21,0	7,1
Otras	12,5	2,5	15,0	5,1
Total	283,7	10,3	294,0	100,0
% Producción	96%	4%	100%	-

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad

a/ La producción indicada para cada empresa es la generación de sus propias centrales; no incluye las compras.

Como se ve la generación de la CNFL representa casi las tres cuartas partes de la producción total de servicio público, mientras las plantas del ICE generan el 13,3%. La generación del ICE irá en aumento en el futuro, en 1957 por efecto de las centrales diesel instaladas en el curso de 1956, y a contar de 1958, con el funcionamiento de la central hidroeléctrica de La Garita.

/En cuanto

En cuanto a la producción de las centrales de servicio privado, se carece de datos más o menos precisos, salvo en lo que respecta a la central Tacares del Ferrocarril Eléctrico del Pacífico, que es la más importante. De acuerdo con las informaciones parciales obtenidas para el resto, se ha hecho una estimación probable para el período 1950-1956 que sólo se indica con fines comparativos con la producción de servicio público en el cuadro 95.

Cuadro 95

Costa Rica: Producción de energía eléctrica. Servicio público y privado.

	Millones de KWH			Proporción (%)	
Año	Serv. Público	Serv. Privado a/	Total	Serv. Público	Serv. Privado
1950	157,8	27,0	184,8	85	15
1951	167,7	28,0	195,7	85	15
1952	184,3	30,0	215,3	86	14
1953	209,3	32,0	241,3	87	13
1954	231,9	34,0	265,9	88	12
1955	265,1	35,0	300,1	88	12
1956 (est.)	294,0	36,0	330,0	89	11

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad

a/ Parcialmente estimada.

3. SUMINISTRO Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Prácticamente toda la población urbana y una parte apreciable de la rural en la región central del país tiene abastecimiento de energía

/eléctrica

eléctrica de servicio público. El núcleo más denso de población y de consumos eléctricos lo forman las ciudades de San José, Alajuela y Heredia y un gran número de localidades urbanas, suburbanas y rurales circunvecinas, que constituyen el área de servicio de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, y de las empresas municipales de Heredia y Alajuela.

El resto de la región central es abastecido por los sistemas locales interconectados operados por el ICE, uno en el sector oriental (Cartago, Turrialba, Paraíso, etc.) y otro en la zona del Pacífico (Puntarenas , Esparta, San Ramón, Atenas, etc.), o por empresas particulares y municipales de carácter local con centrales aisladas (Tres Ríos, Grecia, Naranjo, Sarchí, etc.).

La población total en las áreas de servicio de los sistemas de abastecimiento público que operan en la región central se estima en unos 450.000 habitantes, que es el 70% de la población actual de la región (alrededor de 680.000 habitantes).

Fuera de la región central, el suministro eléctrico está limitado a un reducido grupo de pueblos aislados en parte abastecidos por el ICE (Limón, Liberia, Santa Cruz) o por empresas independientes (Nicoya, Villa Quezada, etc.).

En el cuadro 96 se hace un resumen para todo el país del número de consumidores abastecidos, la energía consumida y las entradas por venta de energía de servicio público durante el período 1950-1956. Las cifras correspondientes están basadas en los datos de las empresas principales, que comprenden más del 95% de la producción total, y en una estimación para el resto, conforme a los antecedentes parciales recogidos.

/Cuadro 96

Cuadro 96

Costa Rica: Consumidores y ventas de energía eléctrica

Año	No. de consumidores a/	Consumo millones de KWH	Entradas por venta de energía (millones de colones)	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada media por KWH Centavos de colón	Centavos de dólar b/
1950	48.000	114	9,0	2.370	7,9	1,2
1951	50.000	125	10,0	2.500	8,0	1,2
1952	52.000	140	11,7	2.700	8,3	1,2
1953	55.000	161	14,2	2.930	8,8	1,3
1954	58.000	178	15,7	3.070	8,8	1,3
1955	63.500	208	19,8	3.380	9,5	1,4
1956(est)	69.000	235	23,0	3.400	9,8	1,5

Fuente: Principales empresas productoras

a/ Promedio del año
b/ Equivalencia: 1 dólar = 6,65 colones

4. PRINCIPALES EMPRESAS ABASTECEDORAS

Las principales empresas proveedoras de energía eléctrica del país son: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE); la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL); el Servicio Eléctrico Municipal de Alajuela; y la Empresa A. Madriz.

a) Instituto Costarricense de Electricidad. El ICE, organismo estatal de administración autónoma, es la entidad encargada de estudiar y resolver los problemas de electrificación del país de acuerdo con un plan coordinado de desarrollo a largo plazo.

/ El ICE

El ICE ha concentrado sus principales esfuerzos en el abastecimiento adecuado de la región central del país, para lo cual ha proyectado la central hidroeléctrica de La Garita, actualmente en construcción, y un sistema de líneas de transmisión de 132 KV y 33 KV, descritas anteriormente en este informe, con las que se logrará la interconexión total de la región central dentro de los próximos dos años.

En una primera etapa de realizaciones el ICE inició en 1953 el abastecimiento de diversas localidades del país al adquirir las centrales hidroeléctricas y sistemas de distribución pertenecientes a la antigua empresa Saxe, que se encontraban en muy deficientes condiciones de mantenimiento y administración.

Con las instalaciones adquiridas en la zona central, parcialmente reconstruídas o reacondicionadas, el ICE ha formado dos sistemas interconectados locales, ya mencionados:

a) Sistema del Pacífico, que comprenden tres centrales hidroeléctricas (Nagatao, Guacimal y Hopkins) con una capacidad combinada de 2.800 KW, y abastece a Puntarenas, San Ramón, Esparta y un grupo de pueblos menores.

b) Sistema Cartago-Turrialba, que comprende tres centrales hidroeléctricas (Barro Morado, Isabel y El Molino) y una central diesel (Cartago), de propiedad del ICE, y dos plantas hidroeléctricas (Birris I y II) de la empresa A. Madriz, con una capacidad combinada de 6.000 KW. La distribución de energía es hecha por el ICE, que abastece a Cartago, Paraíso, Turrialba y varias poblaciones intermedias. Las centrales interconectadas de la empresa Madriz venden su producción al ICE para su distribución.

/En vista de

En vista de la escasez de energía que afectaba en años recientes a la zona servida por la CNFL, el ICE decidió instalar la planta dieseléctrica de Colima de 12.000 KW, que entró en servicio a principios de 1956. Esta central, que entrega toda su producción en alta tensión a la CNFL, será interconectada con la de La Garita y servirá en el futuro como planta de peak en los períodos de estiaje del sistema interconectado ICE-CNFL.

Para conseguir una operación más eficiente de las instalaciones municipales de Heredia y Alajuela, el ICE interconectó ambos servicios con una línea de 33 KV, y recientemente instaló una central dieseléctrica de 500 KW en Heredia, de modo que el sistema combinado cuenta con una capacidad generadora de 3.800 KW. El ICE vende la producción diesel al sistema interconectado y además suministra los intercambios de energía entre los dos servicios municipales. La distribución es hecha por éstos en sus respectivas áreas de servicio.

Fuera de la zona central, el ICE atiende desde 1953 el servicio de distribución de Puerto Limón, con una central hidroeléctrica de 900 KW (Asunción) a la que se ha agregado en 1956 una central diesel de 1.000 KW.

Finalmente a comienzos de 1956, el ICE se hizo cargo del abastecimiento eléctrico de los pueblos de Liberia y Santa Cruz, en la provincia de Guanacaste, abastecidos hasta entonces por el Servicio Nacional de Electricidad, entidad reguladora de la industria eléctrica. Tiene en Liberia una central hidroeléctrica de 140 KW y una diesel de 350 KW, y en Santa Cruz, una planta diesel de 100 KW.

/En el cuadro 97

En el cuadro 97 se da un detalle de las centrales generadoras del ICE, cuya capacidad combinada alcanza a 19.790 KW nominales (en los cuadros anteriores se ha redondeado a 19.800 KW). En la práctica, esta capacidad debe rebajarse en unos 500 KW, en vista del mal estado de algunas de las centrales hidroeléctricas más pequeñas.

Cuadro 97

Costa Rica: Instituto Costarricense de electricidad. Centrales generadoras, 1956

Centrales	Región Central (KW)	Resto del País (KW)	Totales (KW)
Hidroeléctricas:			
Nagatac	1.600	-	
Guacimal	850	-	
Hopkins	350	-	
Barro Morado	900	-	
Isabel	200	-	
El Molino	400	-	
Asunción	-	900	
Liberia	-	140	
Total	4.300	1.040	5.340
Dieseléctricas:			
Colima	12.000		
Puerto Limón	-	1.000	
Cartago	500		
Heredia	500		
Liberia	-	350	
Santa Cruz	-	100	
Total	13.000	1.450	14.450
Total en servicio	17.300	2.490	19.790
En construcción:			
La Garita Hidroeléctrica	30.000	-	30.000

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad

/En conjunto

En conjunto, el ICE distribuye energía en 28 poblaciones del país, con más de 15.000 consumidores, aparte de las ventas que hace en alta tensión a la CNFL y alos servicios municipales de Heredia y Alajuela.

En los cuadors siguientes, 98 y 99, se han consolidado los datos de operación de los diversos sistemas abastecedores del ICE para el período 1952-1956, a contar del comienzo de sus actividades. En el cuadro 98 se indica la producción y venta total de energía, incluso la entregada en alta tensión a la CNFL y a las municipalidades de Heredia y Alajuela. A su vez se incluye en la producción la energía comprada a la empresa Madriz que entrega su producción al ICE.

Cuadro 98

Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Capacidad generadora, producción y consumo

Año	Cap.Inst.	Producción millones KWH Generación	Compras	Total	Consumo anual millones KWH	Pérdidas de transmisión, distribución y otros (%)
1951	-	-	-	-	-	-
1952	-	-	0,5	0,5	0,4	20
1953	5.200	23,0	3,7	26,7	17,0	36
1954	5.200	26,8	9,5	36,3	24,0	34
1955	5.200	26,1	8,5	34,6	26,2	24
1956(est)	19.800	39,0	8,0	47,0	36,7	22

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad

/En el Cuadro 99

En el cuadro 99 se muestran sólo las ventas en servicios de distribución hechos directamente por el ICE.

Las altas pérdidas de distribución de los años 1953 y 1954 se deben principalmente al pésimo estado de las redes y a la falta de control de los consumos, que existían en los sistemas de la empresa Saxe adquiridos por el ICE, y que posteriormente han sido reacondicionados, con lo cual las pérdidas se han reducido a un 24 a 25%. El porcentaje de pérdidas indicado para 1956 es en cierto modo ficticio, pues una parte importante de la producción, la generada por la Central Colima, es entregada directamente y casi sin pérdidas a la CNFL. Si se excluye esta energía, las pérdidas de distribución resultan en realidad de alrededor de 25%, lo que todavía es muy alto.

Aún con este ajuste debe considerarse que las pérdidas indicadas son en gran parte sólo estimadas y son el resultado de una corrección hecha a las propias estimaciones de consumo del ICE. En efecto los servicios de distribución tenían un porcentaje muy alto de consumidores sin medidor (40% en 1955 y mayor antes), y estos consumos son estimados por el ICE sobre la base de nueve horas diarias de uso de carga conectada residencial y del gobierno y municipios, y de seis horas de uso cuando se trata de carga comercial o industrial, lo que parece excesivo y conduce a una subestimación de las pérdidas de distribución. Por esta razón en las cifras de consumo de 1955 y en la estimación de 1956, se ha rebajado en un 25% el monto de la energía suministrada sin medidor según lo estimado por el ICE. El número de clientes sin medidor ha disminuído apreciablemente en el curso de 1956, y a fines de este año no llega al 20% esperándose que a fines de 1957 quede reducido a un 10%

/Cuadro 99

Cuadro 99

Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Consumidores y ventas de energía eléctrica

Año	Número de consumidores a/	Consumo anual millones KWH	Entradas por venta de energía (millones de colones)	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada media por KWH Ctvs. de colón	Ctvs. de Dl. c/
1952 b/	300	0,4	0,040	1.330	10,0	1,50
1953	12.900	17,6	2,060	1.360	11,7	1,76
1954	13.300	24,0	2,392	1.800	10,0	1,50
1955	14.000	26,5	2,705	1.900	10,2	1,54
1956(est.)	14.900	29,7	3,000	2.000	10,1	1,52

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad

a/ Promedio del año
b/ Sólo algunos meses
c/ Equivalencia: 1 dólar = 6,65 colones

Si se considera la población actual de todas las localidades abastecidas directamente por el ICE (alrededor de 120.000 habitantes), resulta una densidad de consumidores de uno por cada ocho habitantes.

El consumo medio por consumidor ha aumentado en cerca de 50% en los últimos tres años, a un nivel de 2.000 KWH anuales, que es bastante alto si se toma en cuenta que un elevado porcentaje es residencial, y que el conjunto de los consumos industrial y comercial apenas excede de un 25%. Un factor decisivo en este alto nivel de consumo es el precio de venta, que fluctúa alrededor de 10 centavos de colón, o sea apenas 1,5 centavos de dólar por KWH.

/Debe advertirse

Debe advertirse que hasta el presente las actividades de explotación del ICE son en cierto modo secundarias frente a la labor de planeamiento, proyecto y construcción de las obras básicas del Plan de Electrificación, al que se hará referencia más adelante (véase el apartado 8 de este capítulo: Programas de desarrollo). Por ahora, su actividad en lo que se refiere a explotación corresponde a una etapa preliminar de racionalización del abastecimiento y preparación de futuros mercados de consumo, así como a la solución transitoria de situaciones de emergencia, mientras se da término a las obras primarias que se encuentran en construcción.

b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Esta es una compañía de propiedad particular, subsidiaria de la American and Foreign Power (Electric Bond & Share), establecida en Costa Rica desde hace unos 28 años.

La CNFL es la empresa eléctrica más importante del país en lo que respecta a capacidad, producción y número de consumidores. Distribuye energía en San José y en 36 localidades circunvecinas, en una área que es la más densamente poblada del país, con más o menos 270.000 habitantes.

La capacidad generadora instalada alcanza a 38.500 KW, de acuerdo con el siguiente detalle:

Centrales Hidroeléctricas	Capacidad Instalada
Ventas	10.000 KW
Nuestro Amo	7.500 KW
Belén	5.000 KW
Electriona	3.000 KW
Brasil	2.500 KW
Porrosatí y Río Segundo(2 plantas)	500 KW
Total	28.500 KW
Central a vapor San Antonio	10.000 KW
Total instalado	38.500 KW

/La capacidad

La capacidad efectiva actual es unos 2.000 KW mayor que la indicada, porque la central a vapor, instalada en 1954, suministra en las horas de pico hasta 12.000 KW.

A contar de mayo de 1956 el sistema de la CNFL cuenta además con la central diesel de Colima de 12.000 KW de propiedad del ICE, que entrega a la compañía toda su producción. Con esta interconexión, y la mayor capacidad efectiva de la central San Antonio, el sistema dispone de una capacidad máxima de abastecimiento de cerca de 53.000 KW, fuera de los períodos de estiaje.

En los cuadros 100 y 101 se muestran los datos principales de operación del sistema durante el período 1950-1956

Tomando en cuenta la interconexión con la central Colima y la capacidad extra de la central a vapor, la capacidad generadora disponible en el área de la compañía es de unos 52.500 KW, lo que representa un aumento de 84% con respecto a la capacidad generadora en 1950.

El aumento de consumo en el período habrá sido de un 83%, mientras las pérdidas totales de transmisión, y distribución se han mantenido en alrededor de un 20%.

Puede observarse el alto factor de carga alcanzado en 1952-53, época de escasez de potencia que obligó a la restricción de la demanda. Al ponerse en servicio la central a vapor en 1954, el factor de carga bajó de 60% a 51% para volver a subir a 55% en 1955, año en que nuevamente se experimenta escasez de abastecimiento. La instalación de la central Colima en 1956 ha vuelto a normalizar la situación.

/ Cuadro 100

Cuadro 100

Costa Rica: Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Capacidad generadora, producción y demandas máximas

Año	Capacidad instalada (KW)	Producción millones KWH Generación	Compras	Total	Consumo anual millones KWH	Pérdidas transmisión distribución, etc. (%)	Demanda máxima sistema KW	Factor de carga %
1950	28.500	130,3	-	130,3	100,0	23,1	28.000	53
1951	28.500	139,7	-	139,7	111,2	20,5	30.000	53
1952	28.500	149,8	-	149,8	120,1	19,9	30.000	57
1953	28.500	158,2	-	158,2	127,1	19,7	30.000	60
1954	38.500	169,0	-	169,0	134,8	20,3	38.000	51
1955	38.500	200,9	-	200,9	160,7	20,0	42.000	55
1956(est.)	38.500 a/	219,0	7,0	226,0	183,0	19,0	50.000	51

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

a/ La capacidad del sistema incluye además de los 38.000 KW de la compañía, la planta Colima de 12.000 KW, de propiedad del ICE.

Cuadro 101

Costa Rica: Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Consumidores y ventas de energía.

Año	No. de consumidores a/	Consumo anual millones KWH	Entradas por venta de energía. Millones colones	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada media por KWH Ctvs. C	Ctvs. Dl. b/
1950	29.100	100,0	7,60	3.430	7,6	1,14
1951	30.000	111,2	8,46	3.700	7,6	1,14
1952	30.800	120,1	9,57	3.880	8,0	1,20
1953	32.000	127,1	10,90	3.960	8,6	1,29
1954	33.900	134,8	11,72	3.970	8,7	1,31
1955	37.400	160,7	15,29	4.300	9,5	1,43
1956(est.)	43.000	183,0	18,00	4.260	9,8	1,47

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

a/ Promedio del año
b/ Equivalencia: 1 dólar = 6,65 colones.

/Aún sin restricción

Aún sin restricción de consumos el factor de carga de este sistema es relativamente elevado, si se considera que el consumo industrial tiene muy poca importancia. Esto se debe a la extraordinaria carga conectada en cocinas eléctricas, cuyo grado de saturación se estima en un 95%, como consecuencia de tarifas bajas que han desplazado casi totalmente el empleo de combustibles. Se observa además un uso muy amplio del alumbrado comercial, que por lo general se mantiene durante toda la noche.

En términos de la población del área servida por la CNFL (alrededor de 270.000 habitantes) la densidad de consumidores corresponde en la actualidad a 6,3 habitantes por consumidor, índice bastante alto si se considera que incluye una vasta zona de tipo suburbano y rural, que comprende aproximadamente el 40% de los consumidores de la compañía. En San José mismo la densidad es de un consumidor por cada 5,3 habitantes, cifra que no alcanza ninguna capital centroamericana.

Como puede observarse, el consumo específico es extraordinariamente alto para una zona en que la carga industrial es muy pequeña. A menos que se instalen algunas industrias que empleen mucha energía eléctrica, el consumo medio por consumidor parece estar alcanzando un nivel de saturación. Como consecuencia del clima templado, con muy poca variación de temperatura a lo largo del año, no existe mercado para el acondicionamiento de aire o la calefacción. Por otra parte, el empleo de calentadores de agua domésticos es muy limitado, usándose generalmente la estufa de la cocina para las necesidades de agua caliente. Llama la atención, también, el contraste que existe entre el nivel del alumbrado particular y el del alumbrado público; éste último es notablemente deficiente.

/El precio

El precio medio de la energía, que según las cifras del cuadro anterior ha subido en 29% en los últimos 6 años, es bastante bajo en comparación con los demás países de Centroamérica. El precio medio actual de menos de 1,5 centavos de dólar por KWH, es una seis veces más bajo que en Tegucigalpa y otras ciudades de Honduras, y 2,2 veces menor que en San Salvador.

Con el objeto de mejorar y ampliar los servicios, la CNFL está realizando un programa que supone la inversión de 33,5 millones de colones en el período 1956-1960. Alrededor de 19 millones de colones se destinan al mejoramiento y refuerzo del sistema de distribución, que incluye la transformación de los circuitos alimentadores de 4 y 2,3 KV a 13,2 KV, como se ha explicado anteriormente.

c) Servicios Municipales de Heredia y Alajuela. Estos sistemas municipales independientes, que están interconectados en 33 KV con un línea del ICE, abastecen además de estas dos ciudades a 14 poblaciones vecinas, donde sirven en conjunto a unos 7.500 consumidores.

El servicio de Alajuela cuenta con dos centrales hidroeléctricas (Cacao e Itiqués) con una capacidad combinada de 900 KW; y Heredia tiene dos centrales hidroeléctricas (Carrillos y La Joya) con 2.400 KW. Como la capacidad es insuficiente para atender la demanda, el ICE ha instalado recientemente en Heredia una central diesel de 500 KW, de su propiedad. Todas estas centrales están interconectadas, y el ICE, además de suministrarles energía diesel, administra los intercambios de energía entre ambos servicios.

Como medida de emergencia hay en ambas ciudades sectores alimentados con energía que los servicios municipales reciben de la CNFL, y que no están interconectados con el resto del sistema.

/Estos dos

Estos dos sistemas tienen en conjunto un consumo de energía estimado para 1956 en alrededor de 17,5 millones KWH. Ninguno de los sistemas mantiene un registro o control de la energía vendida, aun cuando en Alajuela todos los consumidores tienen medidor. En Heredia, el 30% de los consumidores no tiene medidor

Falta en estos servicios, especialmente en Heredia, un control estadístico adecuado de los datos básicos de operación, elementos indispensables para una administración eficiente. No se prepara siquiera un resumen anual con las cifras de producción, energía vendida y número de consumidores, que puedan coordinarse con los datos de la contabilidad.

Debido al mal estado de la red de Heredia, cuya reconstrucción se ha iniciado recientemente, se estima que las pérdidas de distribución exceden de un 30%.

5. TARIFAS

a) Instituto Costarricense de Electricidad. Con excepción del servicio de Cartago, en las demás localidades abastecidas por el ICE se continúan aplicando las tarifas del antiguo sistema Saxe. Según la zona servida, hay en la actualidad seis grupos diferentes de tarifas, que se aplican en: Puntarenas y zona del Pacífico; Cartago, Paraíso y alrededores; Turrialba, San Rafael, etc.; Limón (Atlántico); Liberia (Guanacaste); y Santa Cruz. (Guanacaste).

Todas las tarifas comprenden servicios sin medidor y con medidor, con subdivisiones para alumbrado, calefacción, fuerza motriz y consumos especiales.

/Las tarifas

Las tarifas de Cartago, que son iguales a las que rigen en los sistemas municipales de Heredia y Alajuela, incluyen en el servicio sin medidor veinticinco cargos diferentes, según el tipo de consumo, la potencia conectada o el artefacto en uso. En fuerza motriz solamente, hay ocho cargos por HP, según la potencia conectada, llegándose al extremo de incluir en la tarifa fija motores hasta de 400 HP. En la práctica ninguno de estos cargos tiene aplicación, ya que sólo los consumos pequeños de alumbrado no tienen medidor.

Para el alumbrado residencial sin medidor (40% de los consumidores en 1955; 20% en 1956), las diversas tarifas establecen un cargo mensual que varía entre 1,50 colones (Zona Pacífico y Turrialba) y 1,85 colones por cada 50 watts, lo que equivale aproximadamente a un precio medio de 0,20 colón por KWH.

Las tarifas con medidor del ICE son todas de corte y nivel diferentes. Mientras el pliego de Cartago (igual al de las empresas de Alajuela y Heredia) comprende sólo dos tarifas en baja tensión —servicio general para pequeños consumidores y servicio para industrias—, el de Turrialba contiene cinco tarifas —alumbrado residencial y no residencial, alumbrado y calefacción residencial y no residencial y fuerza motriz. El de la zona del Pacífico y el de Limón, tienen seis clasificaciones, distintas de las anteriores.

Todas las tarifas con medidor son de bloques de consumo mensual, en algunos casos con una combinación de la tarifa de factor de carga o wright. La tarifa de Liberia es de dos cargos, uno por potencia conectada y otro por energía (un solo bloque).

/Las diversas

Las diversas tarifas de alumbrado o consumo menor, con medidor, resultan para un consumo mensual de 50 KWH, en un precio medio de entre 0,13 colón (Zona Pacífico y Cartago) y 0,18 colón por KWH (Limón), excepto en Santa Cruz que es mucho más alto.

Para consumos domésticos mayores, que incluyen cocina y otros usos, con 300 KWH mensuales por ejemplo, los precios medios varían entre 0,07 colón (Pacífico) y 0,11 colón por KWH (Limón).

El ICE se propone simplificar la multiplicidad de tarifas vigentes, reduciéndolas a tres tipos o pliegos generales. Uno se aplicaría a las poblaciones de la región central, abastecidas por sistemas interconectados con generación predominantemente hidroeléctrica; se adaptarían aquí las tarifas que tiene Cartago. Otro se emplearía en localidades aisladas con generación mixta hidro y dieseléctrica (Limón y Liberia). El tercer tipo se aplicaría en los servicios pequeños con generación diesel (Santa Cruz).

Ya ha solicitado el ICE al Servicio Nacional de Electricidad la aprobación de estas dos últimas tarifas, que son muy sencillas. Para Santa Cruz (generación diesel y pequeño consumo) hay una tarifa única, para servicio con medidor, con un primer bloque de 5 KWH que paga el mínimo de 3,50 colones, un bloque siguiente de 10 KWH a 0,70 colón por KWH, y el exceso sobre 15 KWH a 0,60 colón por KWH.

En las localidades de Limón y Liberia (generación mixta hidro diesel y mayores consumos) habría dos tarifas de tipo general, una para consumos menores de cualquier clase siempre que no haya motores de más de 5 HP y otra para consumos en que haya motores de más de 5 HP servidos en 2.300 voltios con transformadores de propiedad del

/cliente

cliente. La primera es de bloques de precio descendente de 0,30 colón por KWH para 20 KWH de consumo mensual, que es a la vez el mínimo, hasta 0,10 colón por KWH, para el consumo en exceso de 200 KWH. La tarifa para abonados con motores de más de 5 HP (incluídos otros consumos) es de dos cargos: uno por demanda, de 7,50 colones por KW conectado, y otro por energía de 0,12 colón por KWH. Hay además una tarifa para alumbrado público, de 3,50 colones al mes por lámpara de 100 watts y de 7,00 colones por lámpara de 200 watts.

Las tarifas propuestas para la región central, que se uniformarían a la tarifa vigente en Cartago, son sólo dos en voltaje secundario, aparte de la tarifa fija, que sólo se continúa aplicando a consumos menores de alumbrado. Estas dos tarifas son generales, para cualquier clase de consumo. Una se aplica a clientes cuya carga no excede 25 KW y que no tengan motores de más de 5 HP y es del siguiente corte:

hasta 20 KWH de consumo mensual	2,60 colones mínimo
siguientes 30 KWH de consumo mensual	0,13 colón por KWH
siguientes 200 KWH de consumo mensual	0,09 colón por KWH
exceso sobre 250 KWH de consumo mensual	0,06 colón por KWH.

Para consumos con carga conectada en exceso de 25 KW o con motores de más de 5 HP, la tarifa es de tres cargos, a saber:

cargo por servicio:	8 colones al mes
cargo por demanda:	0,25 colón por cada 100 watts de demanda.

(Cuando no hay medidor de demanda, ésta se determina en base a la potencia conectada, con diversos ajustes).

cargo por energía:	0,05 colón por KWH
mínimo mensual:	la suma de los cargos por servicio y por demanda.

/En la imposibilidad

En la imposibilidad de extenderse en un análisis de cada tarifa, cabe observar solamente que la simplificación extrema de la región central puede resultar en un tratamiento poco justo de los consumidores de tipo doméstico frente a los comerciales al aplicarse a ambos la misma tarifa. Un establecimiento comercial con una demanda máxima de 20 KW, que consume 1.500 KWH al mes, y tiene por lo tanto un factor de carga de un 10%, pagaría, con la tarifa de pequeño consumidor, un precio medio de 6,6 centavos por KWH. Mientras tanto un consumidor doméstico con una demanda de 2 KW (cocina pequeña) y 250 KWH de consumo o sea un factor de carga de 17%, pagaría 9,8 centavos por KWH, o sea casi un 50% más que el anterior.

Parece conveniente, en el caso de los servicios de distribución que atiende el ICE en la región central, establecer las categorías residencial, comercial o no residencial e industrial (mayor y menor si fuere necesario), que toman en cuenta en cierto modo la característica de la carga y, además, la importancia relativa del valor de la energía para el consumidor.

b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz. El pliego de tarifas de esta compañía incluye servicios sin medidor y con medidor. Las tarifas fijas sin medidor sólo se aplican en la práctica a pequeños consumidores de alumbrado, que representan menos del 2% del total de abonados.

Las tarifas para servicios con medidor son esencialmente tres. (Hay dos tarifas especiales, una para periódicos y otra para beneficios de café). Estas son las siguientes:

/a) Tarifa única

a) Tarifa única doméstica, denominada "alumbrado y calefacción para casas habitación":

primeros 5 KWH de consumo por cuarto	0,171 colón por KWH
siguientes 5 KWH de consumo por cuarto	0,111 colón por KWH
exceso sobre 10 KWH de consumo por cuarto	0,061 colón por KWH

mínimo mensual: 0,30 colón por cuarto más 2,30 colones por KW o fracción conectado en artefactos cuya capacidad individual exceda de 650 watts. En todo caso el mínimo no será inferior a 4,60 colones al mes.

b) Tarifa comercial, denominada "alumbrado y calefacción para otros usos":

primeros 5 KWH de consumo por toma-corriente	0,191 colón por KWH
siguientes 5 KWH de consumo por toma-corriente	0,131 colón por KWH
exceso sobre 10 KWH de consumo por toma-corriente	0,081 colón por KWH

mínimo mensual: 0,30 colón por toma-corriente más 2,30 colones por KW o fracción conectado en artefactos cuya capacidad exceda de 650 watts. En todo caso el mínimo no será inferior a 5,75 colones al mes.

c) Tarifa de fuerza motriz en general, que se aplica siempre que la potencia en alumbrado no exceda de un 10% de la carga total conectada.

Primer bloque de consumo, se determina como sigue:

60 KWH por HP o fracción para los primeros 3 HP conectados
más 50 KWH por HP o fracción para los siguientes 12 HP conectados
más 45 KWH por HP o fracción para el exceso sobre 15 HP conectados.

consumo nominal correspondiente a este bloque	0,171 colón por KWH
siguientes 750 KWH de consumo mensual	0,081 colón por KWH
exceso sobre lo anterior	0,051 colón por KWH

mínimo mensual: hasta 3 HP conectados	6,90	colón por KWH
4 a 15 HP conectados	5,75	colón por KWH
16 a 25 HP conectados	5,15	colón por KWH
26 o más HP conectados	4,60	colón por KWH

Estas tarifas, basadas en la utilización de la potencia conectada, especialmente la de fuerza motriz, aunque teóricamente puedan justificarse,

/resultan

resultan difíciles de comprender para el consumidor corriente y se prestan a malentendidos. En el caso del consumo de fuerza motriz sería más sencillo cobrar un cargo por demanda (o carga conectada) y otro por energía, cada uno con los bloques que fuere necesario.

Las tarifas de la CNFL contienen una cláusula de ajuste por consumo de energía térmica, de acuerdo con la cual la factura mensual se recarga en un porcentaje igual a la relación entre el valor del combustible consumido y el total de ingresos por venta de energía habidos en el mes anterior. De acuerdo con esta cláusula y la modalidad de operación actual, las tarifas tienen un recargo de alrededor de un 18%.

Para comparar los precios medios y los consumos respectivos de las diversas categorías de consumidores del sistema de la CNFL durante el año 1955, se ha preparado el cuadro 102.

Llama la atención el escaso consumo industrial, tanto del promedio como del grupo, que apenas representa un 6% del consumo total. El bajo consumo medio industrial, en contraste con el residencial, explica el precio relativamente alto que paga. En efecto el precio medio resultante corresponde a un consumo industrial cuyo factor de carga no excede de 15%, de acuerdo con la tarifa respectiva.

El precio medio pagado por las fincas corresponde a un consumo que siendo elevado, es sólo de temporada.

En todo caso, las tarifas vigentes son muy inferiores, en todas las categorías, a las que pagan los consumidores de los otros países centroamericanos, particularmente los consumidores residenciales.

/Cuadro 102

Cuadro 102

Costa Rica: Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Consumidores y venta de energía, 1955

Categoría	No. de consumidores b/	Consumo anual millones KWH	Entradas por venta de energía millones colones	Consumo medio anual por consumidor KWH	Entrada media por KWH Ctvs. de colón	Ctvs. de dólar c/
Residencial	32.900	121,0	10,14	3.700	8,4	1,26
Comercial	3.500	21,8	2,88	6.240	13,2	1,98
Industrial	600	9,7	1,27	16.100	13,1	1,97
Fincas (café)	35	1,8	0,27	51.400	15,0	2,25
Municipalidad y gobierno a/	365	6,4	0,73	17.500	11,4	1,71
Total y promedio	37.400	160,7	15,29	4.300	9,5	1,43

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

a/ Incluye alumbrado público
b/ Promedio del año
c/ Equivalencia 1 dólar = 6,65 colones

6. LEGISLACION ELECTRICA

La industria de energía eléctrica de Costa Rica está regulada por la Ley del Servicio Nacional de Electricidad, promulgada en 1941. La administración de la Ley está encargada a la entidad denominada Servicio Nacional de Electricidad, quien tiene la facultad de otorgar concesiones para la utilización de las aguas destinadas a la producción de energía hidráulica o eléctrica, y para la instalación de las obras de transmisión y distribución.

/Para ser

Para ser válidas dichas concesiones requieren la aprobación de la Asamblea Legislativa (Congreso Constitucional). El SNE debe aprobar las tarifas de venta y sus condiciones de aplicación, para lo cual se requiere la autorización previa del Poder Ejecutivo (Art. 51).

La ley no establece un método para la fijación del nivel de las tarifas, sino que declara que "las tarifas, precios y condiciones que se aplican a los servicios de energía eléctrica sean los más favorables para el público consumidor dentro del principio del servicio al costo que se tratará de establecer hasta donde fuere posible, permitiendo al capital invertido apenas un rédito anual justo". Las tarifas son aprobadas o modificadas en cada caso particular previo estudio de los gastos y entradas de explotación, asegurando una rentabilidad al capital invertido que se establece en cada caso. La rentabilidad no se basa, pues, directamente en el valor de las inversiones sino en el monto del capital propietario.

En el contrato celebrado entre el Servicio Nacional de Electricidad y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, se establece el procedimiento para fijar el capital propietario, denominado en el contrato capital neto invertido. Se fija previamente la llamada inversión bruta que es la suma de las inversiones fijas (según avalúo a base del valor justo) más un capital de explotación, más el valor contabilizado de la insuficiencia de rentabilidad, si la hubiere. De la inversión bruta, así determinada, se resta el monto de las deudas y obligaciones. La diferencia constituye el capital neto invertido, que en resumen equivaldría al capital pagado en acciones más las reservas de utilidades, revalorizadas

/según varíe

según varíe el avalúo del activo. La compañía tiene derecho a percibir anualmente un 10% de rentabilidad sobre el capital neto. Si esta rentabilidad no se alcanzara en un año, la insuficiencia correspondiente se contabiliza en el activo y forma parte de la inversión bruta; o sea se capitaliza para los fines de establecer la rentabilidad en períodos subsiguientes. A la inversa, el exceso sobre el 10% se destina a amortizar la insuficiencia acumulada de rentabilidad si la hubiere, o a rebajar las tarifas.

En la práctica este procedimiento ha funcionado sin dificultades. Los ajustes de tarifa sólo proceden de acuerdo con el contrato, cuando los ingresos efectivos varían en más de un 5%, en más o en menos, con respecto a los establecidos en el contrato. En las demás situaciones las diferencias se contabilizan en el activo o pasivo según el caso, para su amortización futura.

Las tarifas de ICE son normalmente aprobadas por el SNE según principios similares a los fijados en el contrato de la CNFL.

Un objetivo básico establecido en la Ley (Art. 49) es el de la nacionalización de la industria eléctrica "hasta donde las circunstancias existentes lo permitan", para lo cual el SNE debe dedicar especial atención a todo proyecto o desarrollo de carácter nacional, es decir de propiedad del Estado.

La labor del organismo regulador, Servicio Nacional de Electricidad, parece ser poco efectiva en lo que respecta a la recolección de los datos estadísticos y contables de las empresas. Sólo dispone de informaciones parciales, obtenidas en forma irregular, en que faltan muchas veces los datos indispensables para ejercer un control adecuado de la industria de servicio público.

/7. PREVISION

7. PREVISION DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA ELECTRICA

El estudio de las necesidades se concentra en la región central; en el resto del país los problemas de abastecimiento eléctrico son de pequeña magnitud relativa y, por lo tanto, de soluciones sencillas de carácter local.

El ICE, como entidad nacional de electrificación, ha hecho investigaciones detalladas de las necesidades presentes y futuras de energía eléctrica. Se ha realizado un estudio cuidadoso de las diversas zonas de la región central, las que se han clasificado en varias categorías de nivel económico y capacidad de consumo de energía. Partiendo de los crecimientos de población previstos, se ha estimado la densidad de consumidores y el grado de saturación de los diversos artefactos y equipos de consumo doméstico, estableciéndose los índices probables que pueden alcanzarse en los años futuros, sobre la base de un abastecimiento amplio y de calidad técnica adecuada, con tarifas de venta en armonía con los costos de generación hidroeléctrica en gran escala. Dado el grado de electrificación doméstica que existe hoy, en las zonas que cuentan con mayor disponibilidad de energía, este consumo tiene especial importancia para los estudios de previsiones y desarrollo futuro.

La demanda máxima combinada de la región central alcanza en la actualidad a una cifra estimada en unos 62.000 KW, demanda que está restringida en varias zonas por insuficiencia de capacidad generadora o por las condiciones de las redes de distribución. Si la región estuviera totalmente interconectada, la demanda máxima sería muy cercana a la capacidad generadora existente de alrededor de 65.000, (cuadro 91).

/Las estimaciones

Las estimaciones del ICE para la región central para los próximos diez años parten justamente de una demanda máxima de 65.000 KW al final de 1956 y suponen un crecimiento que resulta de alrededor de 7,5% acumulativo anual para llegar a 132.000 KW al final de 1965.

Independientemente de esta estimación se ha hecho en el cuadro 103 una previsión de las demandas máximas y producción de energía para el período 1956-1965, derivada de las cifras de población servida, densidad de consumidores y consumo medio anual por consumidor.

Se parte de la población actual en todas las localidades que cuentan con servicio eléctrico, que comprende prácticamente toda la población urbana y suburbana de la región y una parte de la población rural, y se supone un aumento acumulativo anual de 2,5%, que incluye tanto el crecimiento vegetativo en las áreas ya servidas como la probable extensión a nuevas áreas (prácticamente electrificación rural). La densidad de consumidores de la región corresponde en la actualidad a 6,8 habitantes por consumidor (66.200 consumidores, promedio del año). El consumo medio anual por consumidor es de 3.430 KWH, derivado del consumo total de la región, que alcanzará a unos 227 millones de KWH en 1956. Como la producción para 1956 se estima en 284 millones KWH (cuadro 94), las pérdidas globales de transmisión y distribución alcanzan a 20%. Un factor de carga medio anual de 50%, que parece razonable para la región dado el alto nivel de consumo, daría una demanda máxima de 65.000 KW, que se ha adoptado como demanda normal para 1956.

Partiendo del índice de 6,8 habitantes por consumidor, no puede esperarse un aumento muy grande de la densidad en el futuro al considerar la región central en su conjunto. Se supone un aumento paulatino del

/índice

índice de servicios conectados hasta alcanzar una densidad correspondiente a seis habitantes por consumidor hacia fines del período. (En la ciudad de San José este índice es actualmente de 5,3 habitantes por consumidor).

En cuanto al consumo específico, se supone un aumento gradual de alrededor de 3% al año, hasta alcanzar una cifra de 4.600 KWH anuales. Esto presupone un aumento de los consumos industriales, que en la actualidad son excesivamente bajos, y el desarrollo de consumos agrícolas, (donde existe campo para el bombeo destinado al riego suplementario en los meses secos), ahora prácticamente inexistentes.

Se ha supuesto al estimar la producción, que las pérdidas serán de alrededor de un 20% para el conjunto transmisión-distribución, que parece una cifra normal.

La demanda máxima de cada año se ha calculado sobre la base de un factor de carga medio anual de 50% para todo el período.

Como puede verse esta provisión llega a cifras muy similares a las estimaciones de demanda máxima hechas por el ICE, según las cuales la demanda y la producción prácticamente se duplicarán al cabo de los próximos diez años.

8. PROGRAMAS DE DESARROLLO

Se puede decir que en la actualidad, a pesar de ciertas limitaciones locales y deficiencias en algunos servicios de distribución, el país está muy cerca de contar con un abastecimiento adecuado de energía eléctrica, aunque sólo en la región central. Si existiera un sistema totalmente interconectado en la región, la capacidad generadora alcanzaría

/a cubrir

a cubrir las demandas del presente. Aún así, esta capacidad está al límite, si se considera que en los períodos de estiaje la capacidad efectiva de las centrales hidroeléctricas se reduce apreciablemente (sobre 5.000 KW).

Cuadro 103

Costa Rica: Estimación de demandas máximas y producción. Región central. Sistema interconectado

Año	Población estimada a/ Miles hab.	Densidad de consumidores	No. de consumidores	Consumo medio anual KWH	Consumo total millones KWH	Producción anual b/ millones KWH	Demanda máxima c/ KW
1956	450	6,8	66.200	3.430	227	283	65.000
1957	462	6,7	69.000	3.500	241	302	69.000
1958	474	6,6	71.700	3.600	257	322	74.500
1959	487	6,5	74.800	3.700	276	345	79.000
1960	500	6,4	78.000	3.800	296	370	84.000
1961	513	6,3	81.500	3.900	318	398	90.000
1962	527	6,2	85.000	4.000	340	425	97.000
1963	541	6,1	89.000	4.200	374	468	107.000
1964	556	6,0	93.000	4.400	410	512	117.000
1965	572	6,0	96.000	4.600	442	553	126.000

Fuente: Estimaciones del autor

a/ Población en áreas servidas. Aumento acumulativo anual de 2,5%
b/ Basada en pérdidas de transmisión y distribución de 20%.
c/ Basada en un factor de carga media anual de 50% para todo el período.

/De acuerdo con

De acuerdo con las previsiones hechas en el cuadro 103, que corresponden muy de cerca a las estimaciones del ICE, la deficiencia de capacidad generadora se haría ver ya a fines de 1957 y comienzos de 1958, en que la demanda total de la zona debería alcanzar unos 70.000 KW.

La situación ha de cambiar fundamentalmente al entrar en servicio la central hidroeléctrica de La Garita y las líneas de transmisión en 132 KV y 33 KV que permitirían primero, la interconexión de la zona del Pacífico con el centro (San José, Alajuela, Heredia) y después, la incorporación de la zona Cartago-Turrialba al sistema central de transmisión.

Estas obras, cuya terminación está programada para 1958, constituyen una etapa básica del Plan de Electrificación Nacional, cuyo origen data de la creación del ICE en 1949.

La ley constitutiva dió al ICE amplias facultades para buscar solución adecuada a los problemas eléctricos mediante la utilización nacional de los recursos naturales y técnicos del país, para lo cual se le concedieron los fondos necesarios y completa autonomía en su administración, que está a cargo de un Consejo Directivo, nombrado en su totalidad por el Consejo de Gobierno (Cuerpo del Gabinete).

Con estas directivas, el ICE ha formulado el Plan de Electrificación Nacional, que comprende esencialmente, en una primera etapa de realizaciones, el desarrollo de los importantes recursos hidroeléctricos de las cuencas de los ríos Grande de Tárcoles y Reventazón, y la construcción de un sistema de transmisión que abarca la totalidad del área de la región central. Las obras de generación programadas por el ICE de acuerdo con el Plan, se realizarán en forma escalonada en el siguiente orden:

/a) La Garita,

a) La Garita, en el río Grande de Tárcoles: capacidad inicial 30.000 KW y capacidad final 60.000 KW, con la captación del río Virilla, afluente del Grande. Entrará en servicio en 1958, con 30.000 KW; la ampliación a 60.000 KW corresponde a una etapa subsiguiente.

b) Río Macho, afluente del Reventazón: capacidad por instalar 40.000 KW, en dos centrales en serie, una de 24.000 KW, la otra de 16.000 KW. La primera central se iniciaría en 1958 para terminarse en 1961; la segunda entraría en servicio en 1963.

c) Río Reventazón: hay varios desarrollos de gran capacidad, actualmente en etapa de estudio preliminar, que alcanzan una potencia combinada del orden de 300.000 KW, en dos centrales de embalse de 120.000 KW cada una, y otra de 60.000 KW, que se lograría vaciando las aguas del curso superior del Reventazón al río Macho.

Como se ve, el programa actualmente en pleno desarrollo, podrá cubrir las necesidades de energía del país con suficiente amplitud en un largo período futuro, siempre que las obras se realicen oportunamente.

La central La Garita, actualmente en construcción, fué iniciada en 1954. Consta de una presa y bocatoma en el río Grande de Tárcoles, desarenador, y obras de aducción que incluyen tres túneles revestidos con una longitud total de 4,3 Km., un sifón de concreto de 3,20 m. de diámetro y 245 m. de longitud, y unos 2 Km. de canal abierto con revestimiento de concreto. La aducción termina en un embalse de regulación diaria de 450.000 m3, de capacidad de abastecimiento, inmediato a la cámara de carga, de donde sale una tubería de presión de acero con una caída de 160 m. hasta la central, donde se bifurca para la alimentación de dos grupos generadores de 15.000 KW cada uno. La cámara de carga se ha construído para la capacidad final de

/la central,

la central, dejándose lista la salida para una segunda tubería de presión que alimentaría en el futuro a dos grupos generadores de la misma capacidad. Las aguas de la central descargarán en el río Grande poco antes de su confluencia con el Virilla. El costo total de la central y la subestación elevadora se ha presupuestado en unos 60 millones de colones, habiéndose invertido hasta la fecha alrededor de 40 millones de colones.

En otra parte de este estudio se ha hecho mención de las obras de transmisión que permitirán interconectar la central La Garita con el sistema de la CNFL y a las otras dos zonas de la región central.

Con las obras en construcción y en proyecto del ICE, la situación del abastecimiento eléctrico de la región central en lo que respecta a capacidad generadora sería la indicada en el cuadro 104, para el período 1956-1965.

Fuera de la región central, las necesidades por abastecer son por ahora relativamente pequeñas Con una capacidad instalada actual de 3.400 KW es posible que en los próximos diez años se requieran unos 10.000 KW. Mucho dependerá del desarrollo que adquiera la provincia de Guanacaste, con la apertura de nuevas vías de comunicación.

Al cumplirse el plan de obras programado, y suponiendo que en el resto del país la capacidad instalada llegue en 1965 a unos 10.000 KW, la capacidad generadora de servicio público en total alcanzaría ese año a 145.000 KW. Esta capacidad representaría unos 108 watts por habitante para la población probable de 1965 (1.350.000 habitantes), que comparada

/con la capacidad

con la capacidad específica actual de 68 watts, significa un aumento de cerca de 60%. Se prevé, pues, que el programa de desarrollo en marcha ha de colocar a Costa Rica dentro de los próximos diez años al nivel de los países más electrificados de América Latina.

Cuadro 104

Costa Rica: Demandas máximas y capacidad generadora 1956-1965
Región central. Sistema interconectado

Año	Dem.Máx. KW	Cap. Inst. KW	Observaciones
1956	65.000	65.000	Capacidad instalada en la región, con interconexión parcial. Déficit locales de potencia.
1957	69.000	65.000	Déficit de 4.000 KW en conjunto
1958	74.500	95.000	Instalación La Garita (430.000 KW) e interconexión de toda la región.
1959	79.000	95.000	—
1960	84.000	95.000	—
1961	90.000	119.000	Instalación río Macho I (24.000 KW)
1962	97.000	119.000	—
1963	107.000	135.000	Instalación río Macho II (16.000 KW)
1964	117.000	135.000	—
1965	126.000	135.000	—

Fuente: Estimaciones del autor

/9. CONCLUSIONES

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Costa Rica es uno de los países que más se ha preocupado de los problemas de abastecimiento de energía eléctrica. Aparte de sus abundantes recursos hidroeléctricos, que es característica común a todas las naciones del Istmo, el país ha contado con otro factor que es tal vez más importante: un núcleo de ingenieros y técnicos que ha logrado interesar a las autoridades y a la opinión pública en general en la solución de los problemas de electrificación. Esto contribuyó a la creación del Instituto Costarricense de Electricidad, entidad nacional de electrificación que ha emprendido un plan de vasto alcance mediante el cual el país podrá disponer de la energía eléctrica que necesita para su desarrollo futuro.

Costa Rica es el país centroamericano que tiene mayor capacidad generadora y mayor consumo de energía eléctrica, tanto en valor total como en nivel unitario. Pero, como sucede en los países mas electrificados, mientras mayor es la difusión y el uso de la electricidad, mayores son las necesidades adicionales de energía. A pesar de los elevados índices de consumo que tiene el país, la demanda siempre en aumento apenas alcanza a satisfacerse con la capacidad disponible. Las obras hidroeléctricas y de transmisión del plan eléctrico, que el ICE tiene en construcción y en proyecto permitirán solucionar la permanente amenaza de escasez de energía que ha afectado al país en los últimos años.

La labor realizada hasta el presente por el organismo nacional de electrificación constituye una experiencia valiosa para la institución y la capacita para abordar con su propio personal las obras futuras del Plan.

/Hasta el

Hasta el presente las obras ejecutadas o en construcción del ICE se han financiado en su totalidad con los propios recursos del país, mediante aportes del Estado, sin créditos a largo plazo en moneda extranjera. Para obras como La Garita y las subsiguientes contempladas en el Plan de Electrificación, esto significa comprometer una parte relativamente importante de las disponibilidades de divisas extranjeras durante los períodos de construcción, y puede llegar a afectar la realización oportuna de las obras futuras. En ausencia de créditos en moneda extranjera, que el ICE en todo caso está tratando de obtener, es indispensable asegurar a esta entidad, hasta cuando ella pueda subsistir con sus propias entradas, los medios necesarios de financiamiento que aseguren la continuidad del desarrollo del Plan. Dificultades de orden financiero están causando ya un retraso de cerca de un año en las obras correspondientes a la etapa actual, cuya terminación estaba originalmente programada para mediados de 1957.

Si bien en el terreno técnico el ICE está debidamente preparado, en algunos aspectos de administración necesita mejorar considerablemente sus métodos. No existe un sistema regular de información que muestre en forma adecuada los datos principales de la operación del organismo. La estructura actual de cuentas no es homogénea ni responde a una clasificación funcional, y por lo tanto, no presta utilidad como herramienta de control para la administración.

Es indispensable adoptar un sistema uniforme de cuentas y de control presupuestario basado en él. Al mismo tiempo, deberá sistematizarse la información estadística de modo que sus datos puedan relacionarse con los estados de contabilidad y facilitar su interpretación.

/Para lograr

Para lograr estos objetivos sería muy conveniente para el ICE contar con la asesoría de un especialista en organización y administración de empresas eléctricas por un período de unos seis meses, tiempo suficiente para realizar las modificaciones sugeridas y entrenar al personal necesario.

Subsecuentemente el ICE podría asesorar a los sistemas municipales de Heredia y Alajuela para que establezcan sistemas contables de presupuesto y de estadística uniformes, que permitan hacer comparables los índices de explotación, inversiones y estado financiero de las empresas.

Lo anterior permitiría contar con los antecedentes necesarios para realizar un estudio más metódico de las tarifas de venta. Como se ha señalado antes, sería conveniente revisar la actual estructura de tarifas en las localidades de la región central abastecidas por el ICE y por las municipalidades, estableciendo categorías que correspondan adecuadamente a las modalidades de consumo y eviten posibles discriminaciones.

Finalmente, es preciso que el Servicio Nacional de Electricidad mejore sus métodos de recolección de los informes periódicos de explotación y desarrollo de las empresas, y mantenga al día y debidamente clasificados los datos básicos relativos a la industria de servicio público, con el fin de que pueda ejercer en forma más efectiva sus funciones de organismo regulador.