

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRTE/III/2
TAO/LAT/125
Octubre de 1972

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
GRUPO REGIONAL SOBRE TARIFAS ELECTRICAS

Tercera reunión

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTRUCTURAS TARIFARIAS DE LAS PRINCIPALES
EMPRESAS ELECTRICAS Y LINEAMIENTOS PARA SU ARMONIZACION

Documento elaborado por el Sr. Rafael Carrillo Lara, experto de la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas, adscrito a la CEPAL en México e integrante de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.

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

INDICE DE MATERIAS

	<u>Página</u>
I. Introducción	1
II. Precios medios de la energía eléctrica	5
1. Por país	5
2. Por empresa y sector de consumo	8
3. Observaciones	13
III. Estructuras tarifarias vigentes y comentarios por país y empresa	14
A. Guatemala	14
1. Tarifas	14
a) Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	14
b) Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEG)	16
c) Comentarios generales	18
2. Frecuencia de consumidores e ingresos	19
a) Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	19
b) Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG)	24
B. El Salvador	29
1. Tarifas	29
a) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)	29
b) Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)	31
c) Comentarios generales	33
2. Frecuencia de consumidores e ingreso	35
a) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)	35
b) Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)	40
C. Honduras	46
1. Tarifas	46
a) Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	46
b) Comentarios generales	48
2. Frecuencia de consumidores e ingreso	48

/D. Nicaragua

	<u>Página</u>
D. Nicaragua	57
1. Tarifas	57
a) Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF)	57
b) Comentarios generales	61
2. Frecuencia de consumidores e ingreso	61
E. Costa Rica	65
1. Tarifas	65
a) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	65
b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)	67
c) Comentarios generales	70
2. Frecuencia de consumidores e ingreso	71
a) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	71
b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)	75
F. Panamá	81
1. Tarifas	81
a) Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)	81
b) Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL)	83
c) Comentarios generales	85
2. Frecuencia de consumidores e ingreso	87
a) Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)	87
b) Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL)	90
IV. Conclusiones y recomendaciones	94
1. Conclusiones	94
2. Recomendaciones	102

Anexos

1	Análisis de las tarifas para el suministro de electricidad vigentes en las principales empresas eléctricas del Istmo Centroamericano	A-1
2	Principios de tarificación eléctrica	A-43

INDICE DE GRAFICOS

<u>Gráfico</u>	<u>Página</u>
1 Istmo Centroamericano: Evolución de los precios medios de la energía eléctrica, 1950 a 1970	6
2 Istmo Centroamericano: Precios medios de la energía eléctrica, por sectores de consumo y empresa, 1970	10
3 INDE (Guatemala). Estructura tarifaria	15
4 EEG (Guatemala). Estructura tarifaria	17
5 INDE (Guatemala). Tarifa general ITG-1, frecuencia de consumidores, por bloques, en sistemas oriental (septiembre 1971) y occidental (julio 1971)	20
6 INDE (Guatemala). Tarifa ITG-1, porcentos del ingreso, por bloques, en el sistema occidental, julio 1971	22
7 EEG (Guatemala). Tarifas SR-1 y SG-1 (1 a 5 kW), frecuencia de consumidores por bloques, agosto de 1969	25
8 EEG (Guatemala). Tarifa SR-1, porciento del ingreso por bloques, agosto de 1969	28
9 CEL (El Salvador). Estructura tarifaria	30
10 Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador CAESS (El Salvador)	32
11 CEL (El Salvador). Tarifa para servicio doméstico D-3, frecuencia de consumidores por bloques, octubre de 1971	36
12 CEL (El Salvador). Tarifa D-3 (rural), porciento del ingreso por bloque, octubre de 1971	37
13 CEL (El Salvador). Tarifas D-3, G-4 y F-5, frecuencia de consumidores por bloques, octubre de 1971	39
14 CAESS (El Salvador). Tarifa D-3, frecuencia de consumidores, noviembre de 1971	41
15 CAESS (El Salvador). Tarifa D-3, porciento del ingreso por bloques, noviembre de 1971	43
16 CAESS (El Salvador). Tarifas D-3 y G-4, frecuencia de consumidores, noviembre de 1971	45
17 Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE (Honduras), estructura tarifaria	47
18 ENEE (Honduras). Tarifa "A", frecuencia de consumidores por bloques, octubre de 1971	49
19 ENEE (Honduras). Tarifa "A" (residencial), porciento del ingreso por bloques, octubre de 1971	50
20 ENEE (Honduras). Tarifa "B" (total), frecuencia de consumidores por bloques, octubre de 1971	54

<u>Gráfico</u>	<u>Página</u>	
21	ENEE (Honduras). Tarifa "B", monofásica, porciento del ingreso por bloques, octubre de 1971	55
22	ENEE (Honduras). Tarifa "B", trifásica, porciento del ingreso por bloques, octubre de 1971	56
23	ENALUF (Nicaragua). Estructura tarifaria	58
24	ENALUF (Nicaragua). Tarifa residencial D-1, frecuencia de consumidores por bloques, diciembre de 1971	63
25	ENALUF (Nicaragua). Tarifa D-1, residencial, porciento del ingreso por bloques, diciembre de 1971	64
26	ICE (Costa Rica). Estructura tarifaria	66
27	CNFL (Costa Rica). Estructura tarifaria	68
28	ICE (Costa Rica). Tarifa I residencial, frecuencia de consumidores por bloques, septiembre de 1971	73
29	ICE (Costa Rica). Tarifa I residencial, porciento del ingreso por bloques, septiembre de 1971	74
30	CNFL (Costa Rica). Tarifa residencial, frecuencia de consumidores por bloques, marzo de 1972	76
31	CNFL (Costa Rica). Tarifa no residencial, frecuencia de consumidores por bloques, marzo de 1972	79
32	CNFL (Costa Rica). Tarifas residencial y no residencial, precios promedio por bloques, marzo de 1972	80
33	IRHE (Panamá). Estructura tarifaria	82
34	CPFL (Panamá). Estructura tarifaria	84
35	IRHE (Panamá). Tarifa residencial, frecuencia de consumidores por bloques, mes típico de 1971	88
36	CPFL (Panamá). Tarifa residencial, frecuencia de consumidores por bloques, agosto de 1968	91
37	CPFL (Panamá). Tarifa residencial y porciento del ingreso, por bloques, agosto de 1968	93
38	Istmo Centroamericano: Tarifas residenciales y generales para consumos de 0 a 3 000 kWh (precios medios)	98
39	Istmo Centroamericano: Tarifas comerciales, industriales, o generales para consumos mayores de 3 000 kWh (factor de carga 400 kWh/kW) (precios medios)	100
40	Istmo Centroamericano: Tarifas de INDE, CEL e IRHE para ventas a las principales empresas distribuidoras en cada país	103

I. INTRODUCCION

En la tercera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos celebrada en septiembre de 1966, se presentó a consideración del mismo un documento elaborado por la secretaria de la CEPAL^{1/} con un análisis de las tarifas eléctricas de las principales empresas de servicio público de la región, se examinó la influencia de los diversos elementos de costo sobre los niveles tarifarios y se aportaron algunas ideas sobre armonización tarifaria regional.

En esa oportunidad, el Subcomité resolvió crear un grupo de trabajo integrado por representantes de las empresas eléctricas y de los organismos reguladores para que elaborase un plan de estudios donde se contemplasen los problemas de armonización tarifaria, a cuya solución señaló prioridad dentro de su programa de actividades.

El grupo de trabajo aludido, integrado como Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas (GRTE), ha celebrado dos reuniones; una en mayo de 1968 y otra en octubre de 1970. Durante la primera^{2/} utilizó para sus deliberaciones un nuevo documento elaborado por la secretaria de la CEPAL,^{3/} ampliación del estudio anterior especialmente en aspectos relacionados con los factores que determinan los costos de las empresas eléctricas, las políticas financieras y de regulación y las estructuras y niveles tarifarios en la región. El GRTE aprobó en aquella oportunidad bases uniformes de los factores constitutivos del precio de la electricidad y un glosario de términos administrativos, financieros y contables de la industria eléctrica.

Dejó establecidos asimismo diversos lineamientos de carácter general sobre aspectos financieros, niveles de precios y política tarifaria, y un programa de estudio sobre regulación tarifaria, desarrollo de mercados y electrificación rural.

1/ Véase, Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/62).

2/ Véase el Informe de la primera reunión del GRTE (E/CN.12/CCE/SC.5/62).

3/ Véase, Las políticas tarifarias eléctricas en el Istmo Centroamericano (Estudio comparativo y propuestas para su armonización (CCE/SC.5/GTAE/GRTE/I/2; TAO/LAT/83).

Durante su segunda reunión,^{4/} el grupo de trabajo aludido aprobó prácticas y métodos para el cálculo uniforme de la depreciación de los activos fijos de la industria eléctrica, incluyendo tablas de vida útil y tasas de depreciación; estableció un criterio común sobre depreciación de los intangibles; insistió en la necesidad de contar con un sistema uniforme de cuentas y de que se preparasen informes económicos y financieros a nivel regional, y acordó señalar a la electrificación rural primordial importancia dentro del desarrollo eléctrico de la región.

Todas las resoluciones aprobadas por el GRTE han significado avances hacia una armonización tarifaria a nivel regional.

Precisamente para facilitar la adopción de una estructura uniforme de tarifas eléctricas con base en las resoluciones del GRTE-- a nivel nacional y regional-- se analizan pormenorizadamente en este documento las estructuras de tarifas vigentes en las principales empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

El trabajo se inicia con un breve análisis sobre los precios medios de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano por país para el año 1970, y sobre su evolución general desde 1950, examinándose los precios medios a nivel de empresa y de sector de consumo para 1970.

Las características más importantes de las empresas y sistemas eléctricos analizados en este estudio se resumen en el cuadro 1, con datos correspondientes a 1970. En los países en que se ha analizado más de una empresa (Guatemala, El Salvador, Costa Rica y Panamá), se observa que las compañías que sirven los mercados de mayor densidad de consumidores y consumo son respectivamente, EEG, CAESS, CNFL y CPFL. Las tres primeras son más bien distribuidoras que generadoras de energía, en especial la CAESS de El Salvador y la CNFL de Costa Rica. La CAESS, por ejemplo, genera sólo el 3 por ciento aunque distribuye el 78 por ciento de la energía consumida en el país al 66 por ciento de los consumidores. Estas condiciones se reflejan más adelante en este estudio, especialmente al analizar los precios medios y las frecuencias de consumidores.

4/ Véase el Informe de la segunda reunión del GRTE (E/CN.12/CCE/SC.5/78).

Cuadro 1

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LAS EMPRESAS Y SISTEMAS ELECTRICOS ANALIZADOS EN ESTE ESTUDIO. (DATOS DE 1970)

País, empresa y sistema	Potencia instalada		Generación neta		Consumidores (miles) y energía consumida (GWh)			
	MW	Por-ciento	GWh	Por-ciento	Miles	Por-ciento	GWh	Por-ciento
<u>Istmo Centroamericano</u>	965	100	3 813	100	823	100	3 206	100
Empresas analizadas	858	89	3 527	93	634	77	2 360	89
<u>Guatemala</u>	187	100	641	100	182	100	542	100
INDE	104	56	354	55	26	14	22	4
Sistema Central ^{a/}	93	50	326	51	10 ^{b/}	6	6	1
Sistema Occidental	11	6	28	4	16 ^{b/}	9	16	3
EEG (Sistema Central)	52	28	248	39	116	64	503	93
<u>El Salvador</u>	188	100	627	100	166	100	540	100
CEL	167	89	571	91	11	7	24	4
CAESS	12	6	19	3	110	66	420	78
<u>Honduras</u>	90	100	292	100	65	100	264	100
ENEE	78	87	258	88	53	82	228	86
<u>Nicaragua</u>	122	100	502	100	104	100	429	100
ENALUF (Sistema Interconectado)	108	89	484	96	75	72	418	97
<u>Costa Rica</u>	216	100	952	100	173	100	823	100
ICE	145	67	607	64	23	13	118	14
CNPL	39	18	216	23	94	54	533	65
<u>Panamá^{c/}</u>	161	100	799	100	133	100	608	100
IRHE	47	29	253	32	22	17	23	4
Sistema Metropolitano	40	25	216	27	-	-	-	-
Sistema Provincias Centrales	7	4	37	5	22	17	23	4
CPFL (Sistema Metropolitano)	86	53	452	57	91	68	526	87
EECH (Sistema Chiriquí) ^{d/}	20	12	65	8	13	10	45	7

Fuente: Estadísticas de CEPAL, 1970.

a/ Incluye el sistema oriental que se interconectó al central; b/ Estimados con base en información de un mes típico; c/ No incluye la Zona del Canal; d/ Considerada solamente en el análisis de los precios medios (capítulo II).

En el capítulo III, parte medular del trabajo, se establecen las diferentes estructuras tarifarias por empresa y país, con referencia a las tarifas vigentes para cada clase de servicio, y se calculan --con base en la información suministrada por cada empresa-- las frecuencias de consumidores por bloques de consumo (especialmente de las tarifas residenciales y generales) para determinar los porcentajes de consumidores y de energía facturados en cada bloque de la tarifa considerada. Se determinan por ese sistema los porcentajes del ingreso que se generan en cada bloque tarifario, la cantidad de consumidores que se ven afectados negativa o positivamente dentro de los diversos niveles de precios, y se obtiene un panorama representativo de las implicaciones que significan las diferentes políticas tarifarias de las empresas eléctricas de la región en materia de cobertura de clientes y de generación de fondos. La elaboración de este extenso capítulo requirió investigaciones y cálculos minuciosos.

Establece finalmente el documento algunas conclusiones y formula ciertas recomendaciones generales tendientes a facilitar la armonización de las estructuras tarifarias a nivel nacional y regional, en especial sobre aspectos relativos a la estructura general de las tarifas, a las diversas clases de tarifas y de normas para la aplicación de las mismas, a la diferenciación de precios y a la aplicación de acuerdos anteriores tomados por el Grupo Regional de que se trata.

El anexo 1 del estudio contiene los pliegos tarifarios vigentes en cada empresa eléctrica analizada. En el anexo 2 se reproduce un documento elaborado por un experto de las Naciones Unidas,^{5/} de sumo interés en el caso estudiado por incluir, en su segunda parte, principios básicos que conviene tener presentes al diseñar o elaborar escalas específicas de precios que han de aplicarse a cada tipo de consumo o a cada consumidor en particular.

Todos los precios indicados en este trabajo se presentan en dólares o en centavos de dólar, para facilitar comparaciones.

Para la elaboración de este análisis se contó con la colaboración del señor Jorge Maroto, consultor contratado específicamente por la secretaría de la CEPAL para este propósito.

^{5/} Eugenio Salazar, Principios de tarificación eléctrica, Washington, D.C., diciembre de 1962.

II. PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA

1. Por país

Las empresas eléctricas de servicio público del Istmo Centroamericano vendieron el kilovatio-hora a un precio promedio de 2.90 centavos de dólar en 1970, el más bajo que se ha registrado en la región desde 1950. (El más alto, 3.50 por kWh, se registró en 1958.)

Cuadro 2

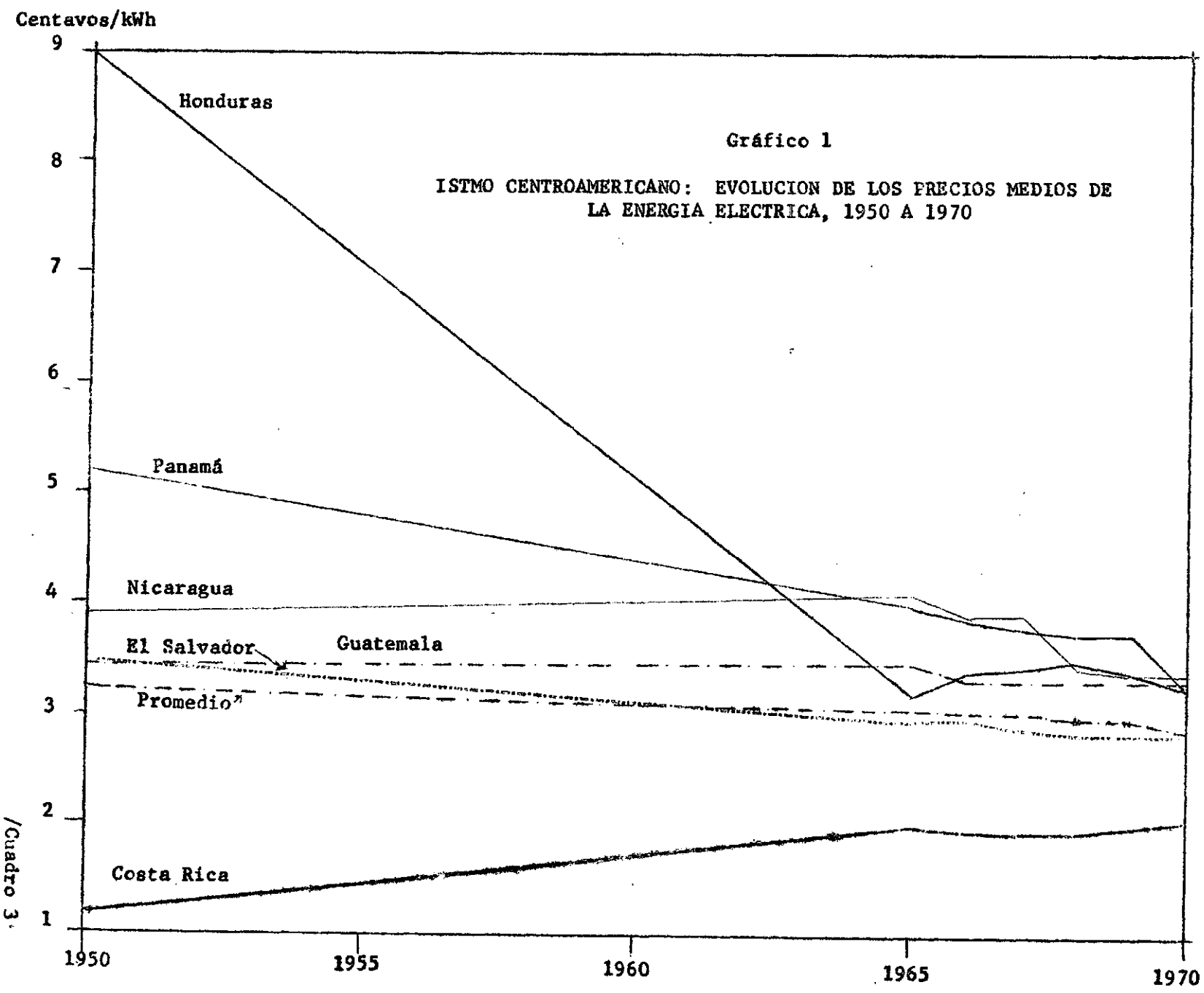
ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS MEDIOS DEL KWH Y SU RELACION PORCENTUAL CON EL PROMEDIO DE LA REGION, 1970

País	Precio (centavos/kWh)	Relación porcentual
Istmo Centroamericano	2.90	100
Guatemala	3.32	114
El Salvador	2.83	98
Honduras	3.38	117
Nicaragua	3.26	112
Costa Rica	2.07	71
Panamá	3.25	112

En el cuadro 2 se observa que en 1970 El Salvador y Costa Rica vendieron la energía eléctrica a un precio medio inferior a 2.90, y que la relación entre el precio más alto y el más bajo del área fue de 1.63 a 1, con una diferencia de +17 por ciento en el caso de Honduras y -29 por ciento en el de Costa Rica.

Las variaciones de los precios medios por país desde 1950 hasta 1970 se anotan en el gráfico 1 y el cuadro 3; éste último incluye únicamente los valores para 1950 y 1965 y los del período 1965-70.

La marcada tendencia hacia la uniformización de los precios medios de la región ha sido analizada en detalle en documentos anteriores elaborados



Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIO MEDIO DE LA ENERGIA ELECTRICA, 1950 A 1970

(Centavos de dólar/kWh)

Año	Istmo Centroamericano	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá ^{a/}
1950	3.24	3.45	3.46	8.97	3.90	1.19	5.20
1951	2.12	3.39	3.74	8.89	4.76	1.20	5.25
1952	2.18	3.41	3.97	8.92	4.89	1.26	5.20
1953	2.29	3.47	4.03	8.85	5.10	1.33	5.18
1954	2.40	3.56	3.85	9.15	5.06	1.33	5.24
1955	2.45	3.61	3.42	9.54	5.20	1.43	5.19
1956	2.55	3.84	3.50	8.85	5.34	1.47	5.18
1957	2.70	3.97	3.46	9.04	5.39	1.59	5.17
1958	3.50	4.00	3.40	8.28	4.87	1.65	5.12
1959	3.43	3.99	3.37	7.92	3.37	1.63	4.84
1960	3.30	3.88	3.40	5.67	4.06	1.63	4.73
1961	3.27	3.85	3.37	5.20	3.96	1.71	4.52
1962	3.25	3.77	2.94	4.84	4.50	1.85	4.41
1963	3.27	3.66	2.96	5.00	4.39	1.96	4.26
1964	3.16	3.58	2.94	3.70	4.46	1.95	4.04
1965	3.09	3.48	2.92	3.19	4.10	2.01	4.00
1966	3.06	3.34	2.96	3.40	3.90	1.97	3.87
1967	3.03	3.33	2.88	3.43	3.90	1.95	3.80
1968	2.99	3.33	2.84	3.49	3.45	1.96	3.75
1969	3.00	3.33	2.84	3.40	3.39	2.01	3.75
1970	2.90	3.32	2.83	3.38	3.26	2.07	3.25

a/ No incluye la Zona del Canal.

por esta secretaría.^{6/} Entre las causas de las grandes variaciones de los precios medios en algunos países, se han citado las políticas nacionales de electrificación, el desarrollo de fuentes hidroeléctricas, el establecimiento de los sistemas interconectados nacionales, la reducción en los costos de producción de energía eléctrica y en la rentabilidad de las inversiones, y el control de tarifas por entidades de regulación. El aumento gradual que se observa en Costa Rica --aun cuando se ha mantenido en el nivel más bajo de la región-- se atribuye al incremento de los costos del ICE por el financiamiento de una parte cada vez más importante de las obras de electrificación del país.

2. Por empresa y sector de consumo^{7/}

Algunas empresas de la región clasifican a sus clientes por sectores de consumo, fijándoles tarifas según el uso al que destinan la energía eléctrica (residencial, comercial, industrial, etc.); otras por bloques de consumo (kWh) o carga conectada (kW), aplicándoles tarifas de tipo general.

Más adelante se analizan en detalle las diferentes maneras de clasificar los clientes para efectos de facturación; sin embargo, con el fin de ilustrar las políticas tarifarias de las diferentes empresas eléctricas, se ha considerado conveniente analizar aquí en forma breve los niveles de precios del kWh para los sectores residencial, comercial e industrial, que representan cerca del 90 por ciento del consumo total en el Istmo Centroamericano.

Como política general, en todos los países se tiende a favorecer al sector industrial aplicándole precios por kWh inferiores al promedio nacional; la única excepción es la CNFL de Costa Rica que fija a este sector un precio medio superior al promedio de la empresa y del país. Al sector comercial, en cambio, le aplican un precio medio superior al nacional, aunque el INDE de Guatemala y el IRHE de Panamá le venden la energía eléctrica a

^{6/} Véanse, Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 (E/CN.12/CCE/SC.5/40; TAO/LAT/62), agosto de 1966, y Las políticas tarifarias eléctricas en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GTAE/GRTE/I/2; TAO/LAT/83), abril de 1968.

^{7/} Conviene tener presente que los precios medios de cada sector influyen en menor o mayor grado en los precios medios de cada empresa o país, según la energía vendida y el ingreso correspondiente.

precios inferiores al promedio de la empresa, pero superiores al precio medio de cada uno de esos países.

En el sector residencial se observan claramente dos políticas diferentes. Por un lado, la CAESS de El Salvador y la CNFL de Costa Rica, que aplican a este sector las tarifas más bajas de la región, y distribuyen la energía eléctrica en los principales centros de consumos residenciales, y la venden a un precio medio por kWh inferior al promedio nacional respectivo. Y por otro, las demás empresas la cobran a un precio medio mayor a su promedio y al promedio nacional respectivo. (Véanse el gráfico 2 y los cuadros 4 y 5.)

Al analizar los precios medios por empresa se observan diferencias notables dentro de un mismo país, principalmente en Panamá donde la relación entre el precio medio del IRHE y el de la CPFL es del orden de 2.13, y en Guatemala, donde la relación entre el INDE y la EEG es de 1.36. Esto se debe a que tanto la CPFL como la EEG sirven a mercados con gran densidad de consumidores y consumo. En El Salvador y Costa Rica se aprecian diferencias menores entre los precios medios de las empresas analizadas; la CAESS tiene un precio 16 por ciento mayor que el de la CEL, y el ICE 4.5 por ciento mayor que el de la CNFL. Desde luego, los precios de venta de las empresas esencialmente distribuidoras (EEG, CAESS y CNFL) están condicionados a los precios que se estipulan en los contratos de venta de energía entre ellas y las empresas productoras (INDE, CEL e ICE). (Véase de nuevo el gráfico 2.)

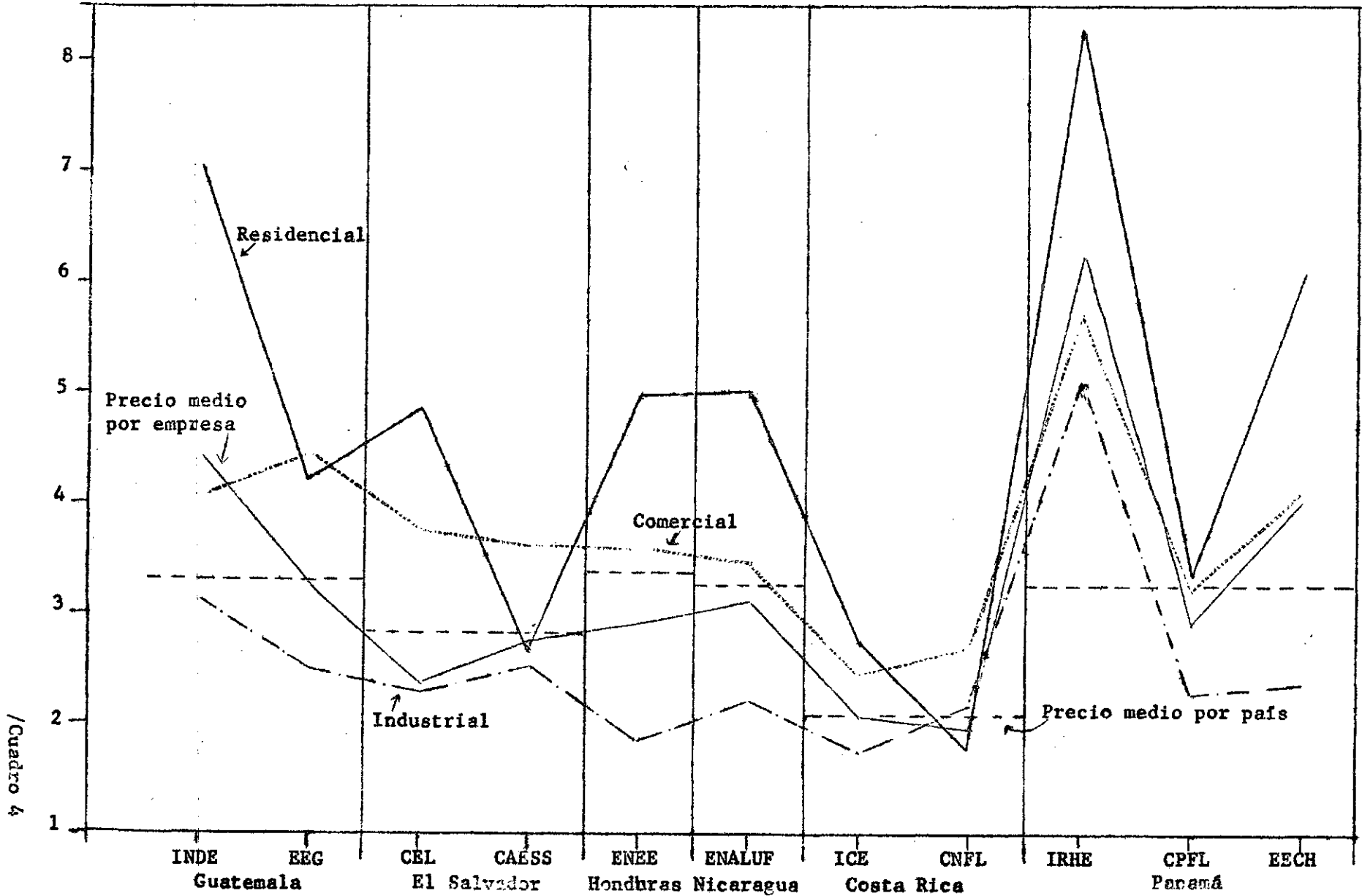
Dentro de los mismos lineamientos de política tarifaria se presentan en la región diferencias muy marcadas entre ciertas empresas. Por ejemplo, tanto la CEL de El Salvador como la CPFL de Panamá cobran la energía al sector residencial a un precio superior al promedio de la empresa; sin embargo, esta diferencia es del orden de 103 por ciento en la primera y de 15 por ciento en la segunda. En el sector comercial el mayor recargo lo aplica la CEL (57 por ciento) y el menor la EECH de Panamá (2.5 por ciento). La empresa que más favorece al sector industrial es la EECH al fijar a ese sector un precio medio 42 por ciento más bajo que su promedio total de venta. El otro extremo lo constituye la CEL de El Salvador con un precio de venta a dicho sector 3 por ciento inferior a su promedio.

Gráfico 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTORES DE CONSUMO Y EMPRESA, 1970

Centavos/
kWh

CCE/SC.5/GRE/III/2
Pág. 10



Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTORES DE CONSUMO,
Y VARIACIONES CON RESPECTO AL NACIONAL, 1970

(Precio medio en centavos/kWh)

País	Precio medio nacional	Residencial		Comercial		Industrial	
		Precio medio	Variación porcentual	Precio medio	Variación porcentual	Precio medio	Variación porcentual
Istmo Centroamericano	2.90	2.91	+0.3	3.33	+14.8	2.24	-22.8
Guatemala	3.32	4.31	+29.8	4.41	+32.8	2.50	-24.7
El Salvador	2.83	2.68	-5.3	3.61	+27.6	2.52	-11.0
Honduras	3.38	4.97	+47.0	3.57	+10.6	1.84	-45.6
Nicaragua	3.26	5.01	+53.7	3.44	+5.5	2.22	-31.9
Costa Rica	2.07	1.90	-8.2	2.60	+25.6	1.96	-5.3
Panamá	3.25	3.84	+18.2	3.35	+3.1	2.32	-28.6

Nota: Incluye las siguientes empresas: INDE y EEG de Guatemala; CEL y CAESS de El Salvador; ENEE de Honduras; ENALUF de Nicaragua; ICE, CNFL, JASEC, JASEMA, JASEMH y CASSA de Costa Rica; IRHE, CPFL y EECH de Panamá.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGIA ELECTRICA, POR SECTORES DE CONSUMO,
Y VARIACIONES CON RESPECTO AL DE CADA EMPRESA, 1970

(Precio medio en centavos/kWh)

País y empresa	Precio medio total	Residencial		Comercial		Industrial	
		Precio medio	Variación porcentual	Precio medio	Variación porcentual	Precio medio	Variación porcentual
<u>Guatemala</u>							
INDE	4.46	7.06	+58.3	4.02	-9.9	3.13	-29.8
EEG	3.27	4.20	+28.4	4.44	+35.8	2.49	-23.9
<u>El Salvador</u>							
CEL	2.38	4.84	+103.4	3.74	+57.1	2.30	-3.4
CAESS	2.76	2.62	-5.1	3.61	+30.8	2.53	-8.3
<u>Honduras</u>							
ENEE	2.92	4.97	+70.2	3.58	+22.6	1.85	-36.7
<u>Nicaragua</u>							
ENALUF	3.12	5.01	+60.8	3.44	+10.3	2.22	-28.9
<u>Costa Rica</u>							
ICE	2.07	2.72	+31.4	2.45	+18.4	1.74	-16.0
CNFL	1.98	1.77	-10.6	2.69	+35.9	2.17	+9.6
<u>Panamá</u>							
IRHE	6.21	8.27	+33.2	5.72	-7.9	5.12	-17.6
CPFL	2.91	3.34	+14.8	3.20	+10.0	2.26	-22.3
EECH	4.01	6.06	+51.1	4.11	+2.5	2.34	-41.7

1/3. Observaciones

3. Observaciones

Durante los cinco años analizados (1965-70) los precios medios de la energía eléctrica de El Salvador y Costa Rica --los más reducidos del Istmo-- han sufrido pequeñas variaciones, por lo que en 1970 el precio fue prácticamente el mismo que en 1965 (3 por ciento menor en el caso de El Salvador y 3 por ciento mayor en el de Costa Rica).

En los otros cuatro países con precios superiores al promedio regional, durante ese mismo período tendieron a uniformarse hasta alcanzar en 1970 niveles muy similares. La diferencia entre el precio más alto y el más bajo fue únicamente del orden de un 4 por ciento (3.38 centavos por kWh en Honduras y 3.25 en Panamá).

III. ESTRUCTURAS TARIFARIAS VIGENTES Y COMENTARIOS POR PAIS Y EMPRESA

A. Guatemala

1. Tarifas

a) Instituto Nacional de Electrificación (INDE). (Véase el Gráfico 3).

i) Tarifa general - (ITG-1). Sin límite de consumo; para consumidores residenciales y generales y para todos los que no estén comprendidos en otras tarifas.

Cargo mínimo: \$0.60 por los primeros 7 kWh o menos. Los precios promedio oscilan entre 8.57 centavos por kWh para el consumo mínimo y 33.3 centavos por kWh para consumos de 3 000 kWh.

ii) Tarifa para consumos intermedios - (ITCI-1). Para demandas entre 4 y 50 kW y consumos mayores de 1 000 kWh; se aplica a consumidores industriales y agrícolas.

Esta tarifa corresponde con la anterior (ITG-1) aproximadamente en 600 kWh para factores de carga del orden de 150 kWh/kW y en 2 500 kWh para 200 kWh/kW.

Precio para 150 kWh/kW	3.83 centavos/kWh
Precio para 700 kWh/kW	2.39 centavos/kWh

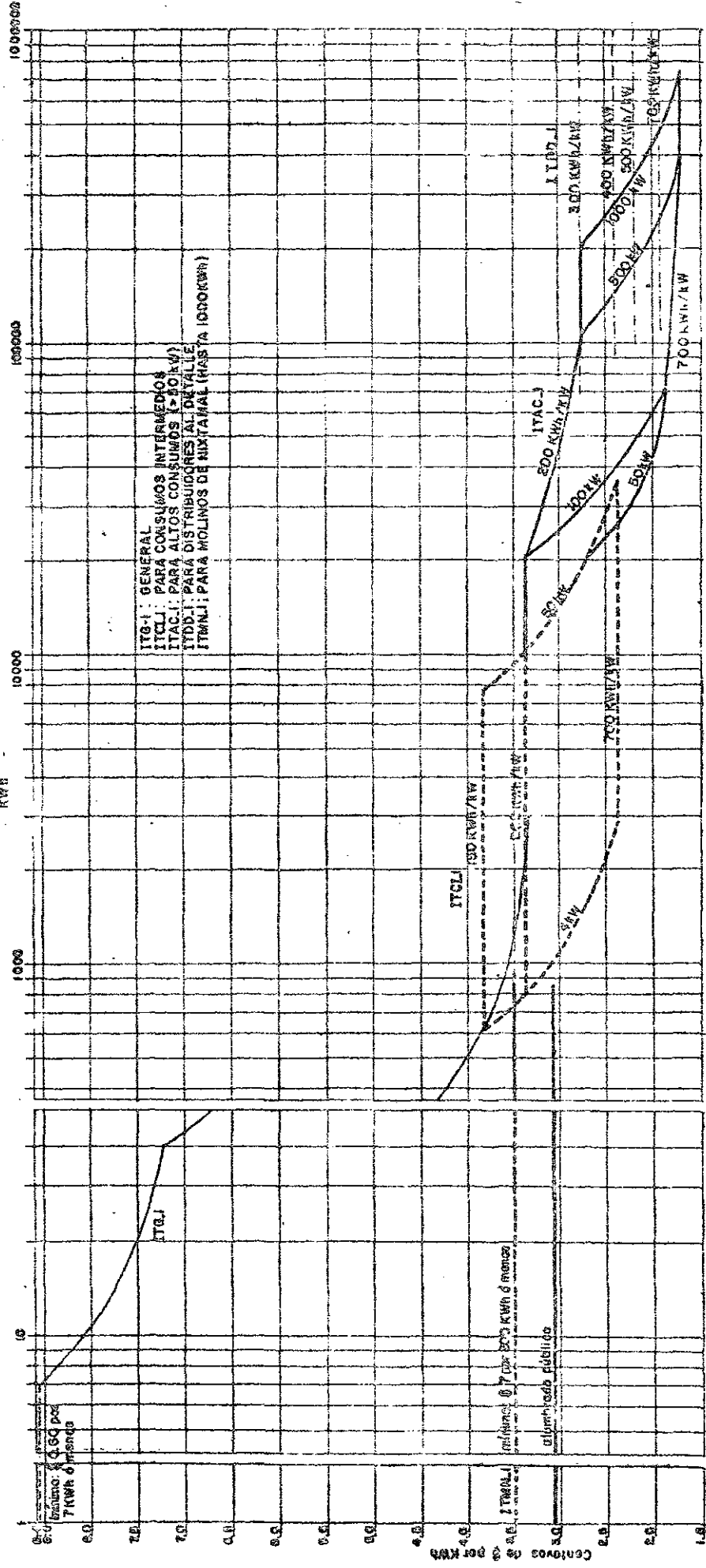
iii) Tarifa para altos consumos - (ITAC-1). A voltaje primario, los gastos de transformación corren por cuenta del usuario; se aplica a consumidores industriales y agrícolas con demandas de más de 50 kW. Los precios varían entre 3.38 centavos/kWh para factores de carga del orden de 200 kWh/kW y 1.66 centavos/kWh para 700 kWh/kW.

iv) Tarifa para distribuidores al detalle - (ITDD-1). A voltaje primario, los usuarios pagan los gastos de transformación; se aplica a las empresas eléctricas de distribución y los precios oscilan entre 2.75 y 1.89 centavos/kWh, para factores de carga entre 300 y 700 kWh/kW, respectivamente.

Los niveles de precios de esta tarifa son más altos que los de la anterior, como puede observarse en el cuadro 6.

/Gráfico 3

GRAFICO 3 GUATEMALA
INDICE ESTRUCTURA TARIFARIA
KWH



Cuadro 6

INDE. TARIFAS ITAC-1 E ITDD-1: NIVELES DE PRECIOS

kWh/kW	Precios por kWh (centavos)		Diferencia (por ciento)
	ITAC-1	ITDD-1	
300	2.22	2.75	23.87
400	1.98	2.38	20.20
500	1.83	2.15	17.49
600	1.73	2.00	15.61
700	1.66	1.89	13.86

v) Tarifa para molinos de nixtamal - (ITMN-1). Consumo máximo de 1 000 kWh; cargo mínimo 7.00 dólares por 200 kWh o menos y el resto a 3.5 centavos/kWh.

vi) Tarifa para alumbrado público. (17 horas a 6 horas del día siguiente) 3.08 centavos/kWh.

vii) Tarifa para servicios temporales. Se aplicarán las tarifas ITG-1, ITCI-1 o ITAC-1, según el caso, con un recargo del 50 por ciento.

viii) Tarifa especial INDE-EEG. Por contrato especial vigente hasta el 30 de abril de 1972, el INDE vende energía a la EEG a una tarifa diferente a las anteriores.

Los niveles de precios de esta tarifa oscilan entre 2.08 centavos/kWh para factores de carga de 300 kWh/kW y 20 000 kW de demanda de facturación y 1.22 centavos/kWh para 700 kWh/kW y 50 000 kW de demanda de facturación.

Estos niveles varían según los cambios en los precios de los combustibles que el INDE utiliza en sus plantas de generación térmica.

b) Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEG). (Gráfico 4)

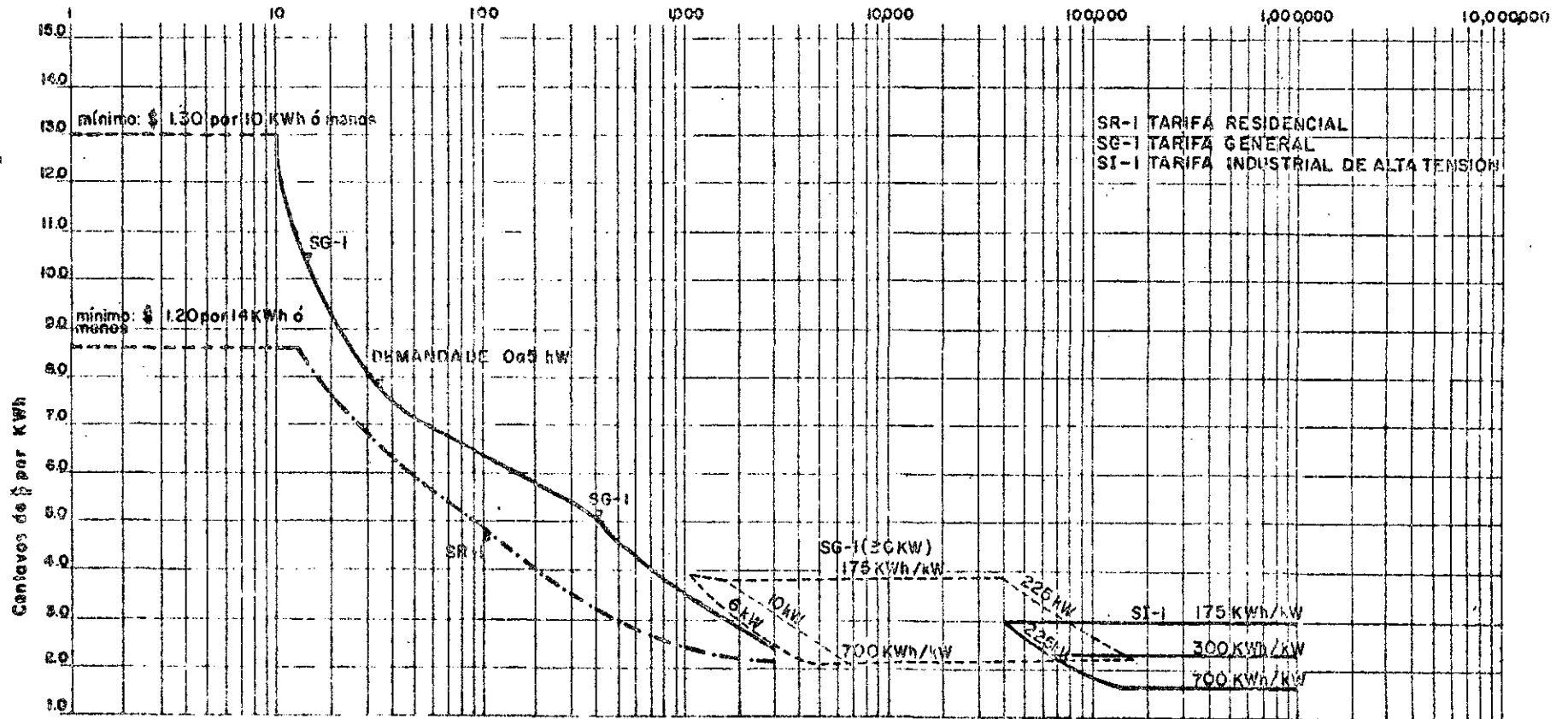
i) Tarifa residencial (SR-1). Servicio monofásico. Cargo mínimo: \$1.20 por los primeros 14 kWh o menos; los precios promedio oscilan entre

GRAFICO 4

E E C - GUATEMALA

ESTRUCTURA TARIFARIA

KWh



8.57 centavos/kWh para el consumo mínimo y 2.15 centavos/kWh para consumos de 3 000 kWh.

ii) Tarifa para servicio general (SG-1). Es una tarifa complicada de doble cargo. Se aplica a consumos de 1kWh en adelante y sus precios oscilan entre 13 centavos/kWh (para el consumo mínimo) y 2.10 centavos por kWh para consumos con factores de carga del orden de 700 kWh/kW y demandas de facturación mayores de 6 kW.

La demanda máxima no será menor del 85 por ciento de la carga más alta registrada en cualquiera de los 11 meses anteriores al que se factura. Término del contrato: 1 año.

iii) Tarifa para servicio industrial de alta tensión (SI-1). Para demandas de 225 kW o más. Gastos de transformación por cuenta del usuario.

Los precios de esta tarifa varían entre 3 centavos por kWh para factores de carga de 175 kWh/kW y 1.65 centavos por kWh para 700 kWh/kW. La demanda máxima se calcula como en la tarifa SG-1. Término del contrato: 1 año.

iv) Tarifa especial EEG-INDE. Por contrato especial vigente hasta el 30 de abril de 1972, la energía que la EEG vende al INDE se descontará de la factura mensual de venta INDE-EEG al precio promedio por kWh establecido para ese mes.

Existe además un cargo por el uso de subestaciones y líneas de la EEG.

c) Comentarios generales

El INDE tiene una estructura tarifaria simple que en términos generales es continua y está de acuerdo con la teoría de costos decrecientes. Sólo existen pequeñas zonas en las que las tarifas se traslapan. Llama la atención que la tarifa para empresas distribuidoras pequeñas sea superior a la que se aplica a consumos altos, lo que refleja la política de esta empresa en relación con la reventa de energía por pequeños distribuidores.

De acuerdo con la información disponible, en 1969 el INDE vendió a la EEG 212 GWh a un precio promedio de 1.73 centavos por kWh, en 1970, 300 GWh a un precio promedio de 1.66 centavos por kWh. Este último precio corresponde al promedio más bajo que puede pagar un cliente del INDE de acuerdo

/con la tarifa

con la tarifa para consumos altos ITAC-1, o según la tarifa de alta tensión SI-1 de la EEG o a un consumidor de la EEG al que se factura con la tarifa industrial de alta tensión SI-1.

En cuanto a la tarifa general (ITG-1) parece excesiva la diferencia entre el precio del bloque más alto (8.57) y el más bajo (3.2 centavos/kWh) y las tarifas para molinos de nixtamal (ITMN-1) y para alumbrado público, parecen tener un nivel de precios relativamente bajo, para consumos menores.

Las tarifas de la EEG son en general más complicadas y guardan menos continuidad que las del INDE. Los precios de su tarifa residencial fluctúan entre 8.57 y 2 centavos por kWh. Existe una diferencia notable entre los niveles de precios de las tarifas residencial y general. Para consumos de 3 000 kWh o más, la tarifa residencial SR-1 tiene prácticamente el mismo nivel de la SG-1 para 700 kWh/kW y que la SI-1 para 350 kWh/kW.

2. Frecuencia de consumidores e ingresos

a) Instituto Nacional de Electrificación (INDE). En un mes típico de 1971, en los sistemas oriental y occidental del INDE se facturaron bajo la tarifa residencial y general (ITG-1), 23 754 clientes con un consumo promedio aproximado de 50 kWh por cliente (1.18 GWh de consumo total). Más del 75 por ciento de los clientes que consumen el 37.4 de la energía facturada se encuentran en los bloques de consumo de 0 a 40 kWh y pagan, por lo tanto, precios superiores a 7 centavos por kWh. Es interesante observar también que más del 42 por ciento de los clientes pagan precios promedio superiores a 8.1 centavos por kWh y que aproximadamente el 29 por ciento pagan el consumo mínimo.

En los últimos bloques (151 kWh y más) se factura el 33 por ciento de la energía al 6.5 por ciento de los clientes y los precios oscilan entre 5.4 y 3.3 centavos por kWh. (Véanse el gráfico 5 y el cuadro 7).

En el Sistema Occidental, más del 50 por ciento del ingreso proveniente de la tarifa ITG-1 se obtiene de la energía facturada en los bloques de 0 a 40 kWh, mientras que los consumos de más de 250 kWh aportan únicamente el 15 por ciento de los ingresos. (Véanse el gráfico 6 y el cuadro 8 en el que se indica además la frecuencia de consumidores y el consumo facturado en cada bloque de esta tarifa.)

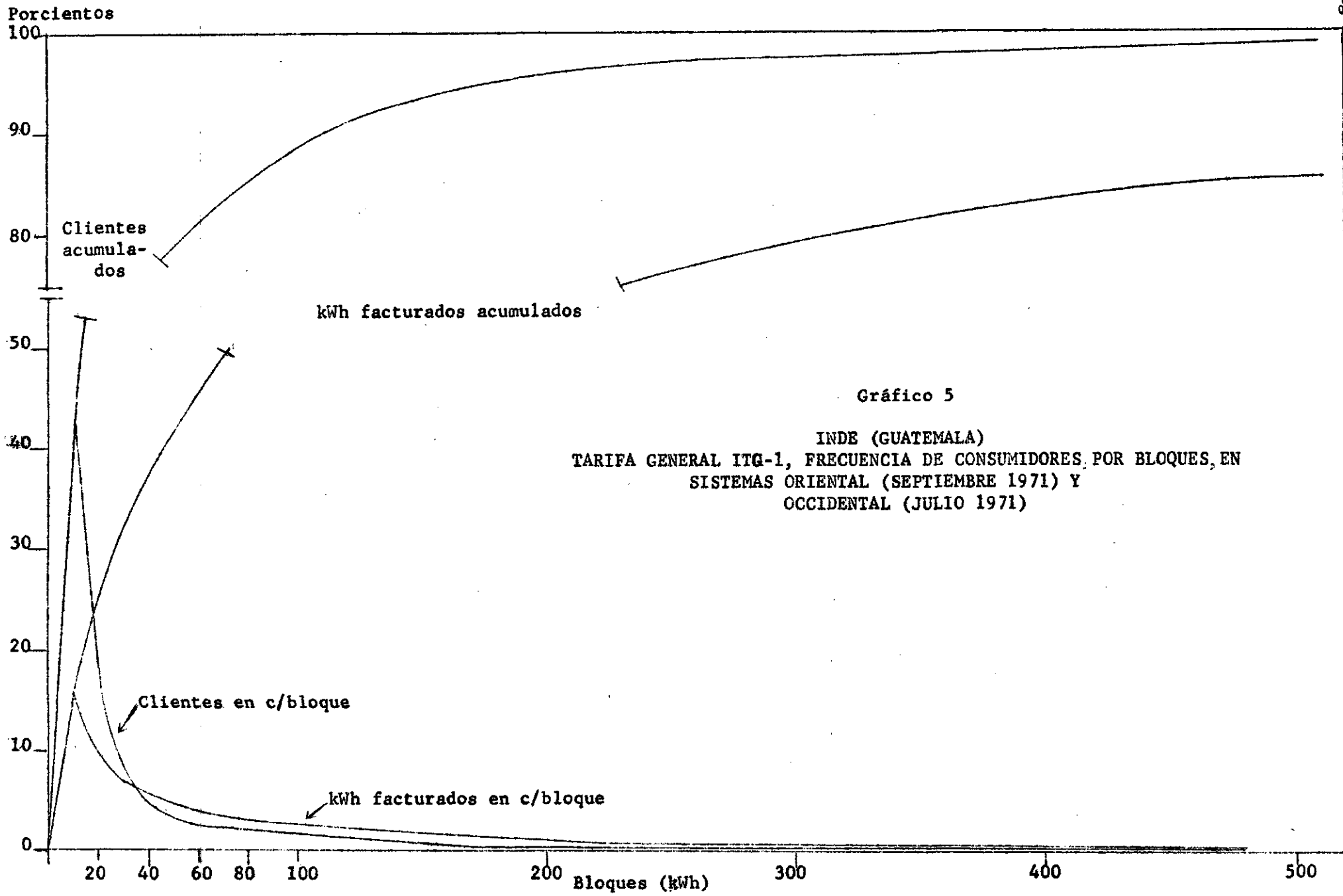


Gráfico 5
INDE (GUATEMALA)
TARIFA GENERAL ITG-1, FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR BLOQUES, EN
SISTEMAS ORIENTAL (SEPTIEMBRE 1971) Y
OCCIDENTAL (JULIO 1971)

Cuadro 7

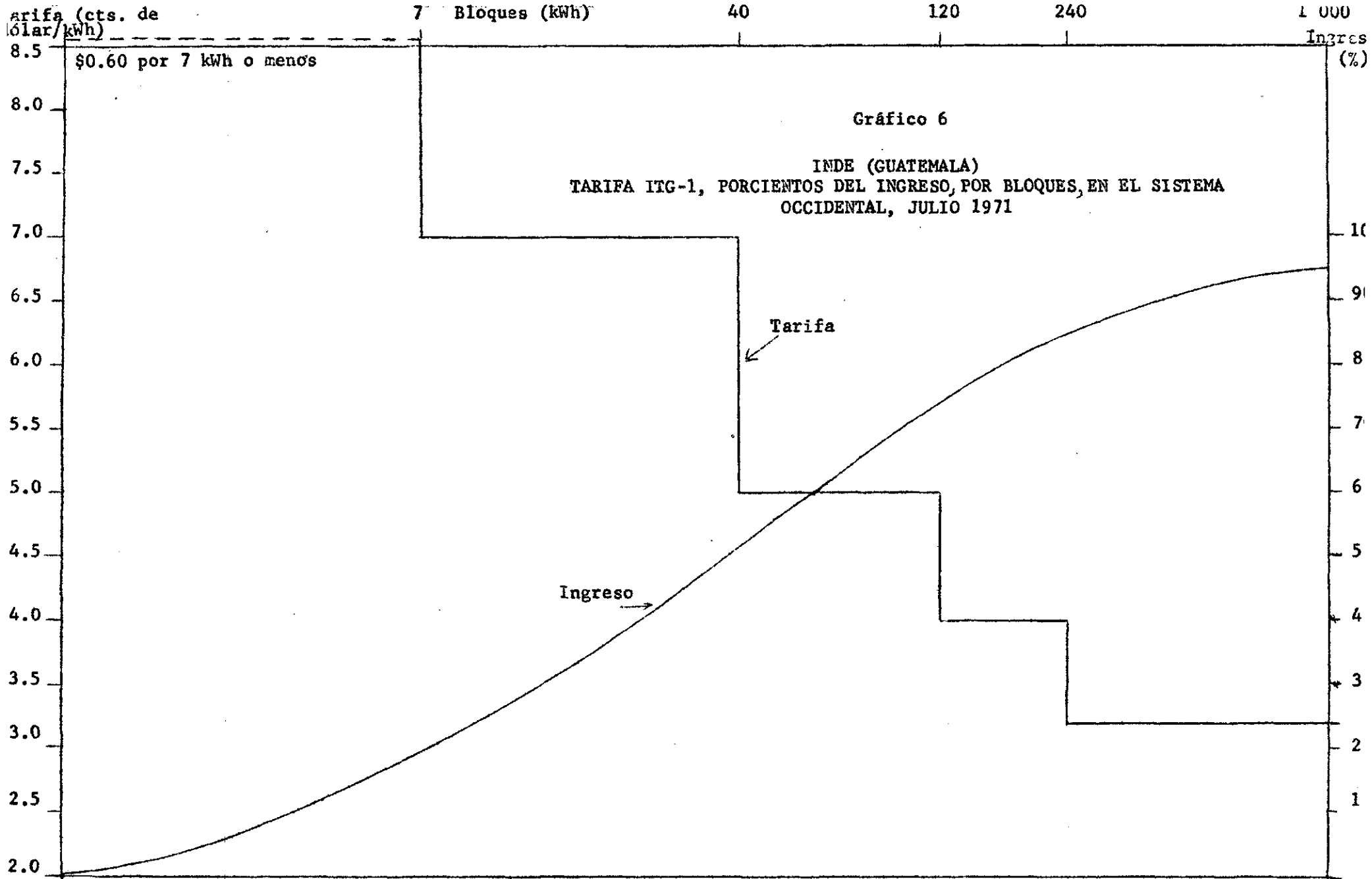
INDE, SISTEMAS ORIENTAL Y OCCIDENTAL, TARIFA ITG-1: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR BLOQUES

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 10	42.37	42.37	15.70	15.70
11 - 40	33.3	75.70	21.72	37.42
41 - 150	17.87	93.57	29.80	67.22
151 - 250	3.34	96.91	9.02	76.24
Más de 250	3.09	100.00	23.76	100.00

Notas: Los cálculos se basaron en información suministrada por el INDE para julio y septiembre de 1971.

El consumo en el Sistema Oriental se estimó con base en el número de clientes y el valor del kWh promedio en cada bloque.



Cuadro 8

INDE, SISTEMA OCCIDENTAL, TARIFA ITG-1: FRECUENCIA
DE CONSUMIDORES E INGRESO POR BLOQUES
(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Ingreso	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 7	28.09	28.09	11.14	11.14	19.90	19.90
8 - 40	45.39	73.48	24.37	35.51	31.55	51.45
41 - 120	16.16	89.64	24.91	60.42	23.04	74.49
121 - 250	6.77	96.41	14.07	74.49	10.41	84.90
Más de 250	3.59	100.00	25.51	100.00	15.10	100.00

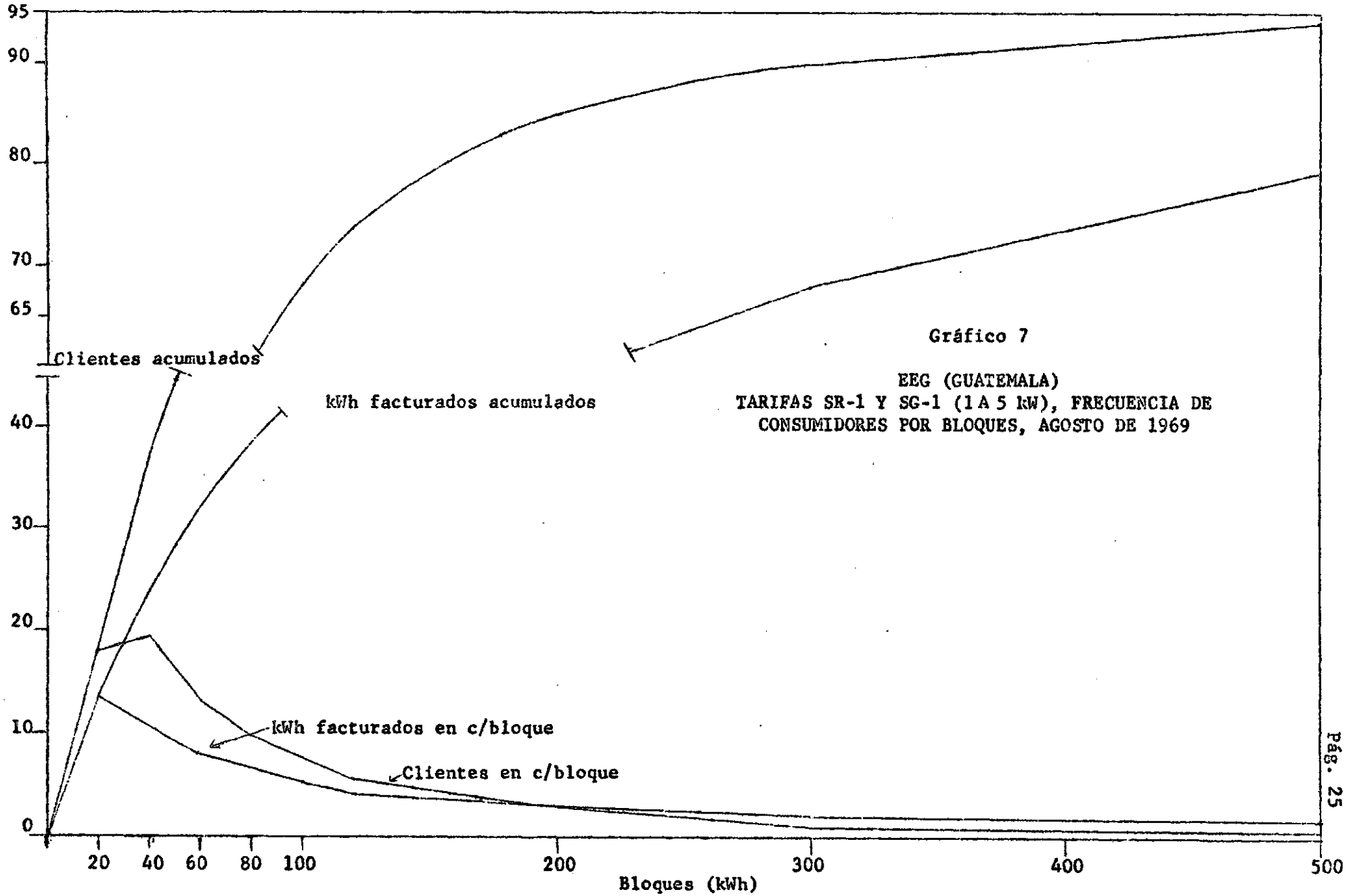
Notas: Los cálculos se basaron en información del INDE correspondiente a julio de 1971.

No se contó con información para los 240 kWh, que es el límite del cuarto bloque de la tarifa.

b) Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG). En el mes de agosto de 1969, se facturó, con los tarifas SR-1 y SG-1 (demandas de 1 a 5 kW), un consumo de 14.76 kWh a 106 225 clientes, o sea un promedio de 138 kWh por cliente. El 74 por ciento de los clientes pagaron precios superiores a 4.2 centavos por kWh consumido. El precio promedio en los bloques de 0 a 120 kWh osciló entre 5.2 y 13.0 centavos por kWh. Por otra parte, en los últimos dos bloques, que sólo cuentan con el 26 por ciento de los clientes, se facturó el 52 por ciento de la energía a precios de 2 y 3 centavos por kWh en la tarifa SR-1 y cuyo promedio en la SG-1 varió entre 2.35 y 6.1 centavos por kWh (Véanse el gráfico 7 y el cuadro 9).

Del total de clientes analizados en el cuadro 9, aproximadamente el 87 por ciento (92 000) consumió un promedio de 125 kWh cada uno, que se les facturaron con la tarifa SR-1. La frecuencia de consumidores por bloques así como el porcentaje del ingreso facturado en cada bloque con esta tarifa se muestran en el cuadro 10, donde se observa que más del 56 por ciento del ingreso proviene de la energía facturada en los bloques de 0 a 60 kWh, a precios superiores a 5.5 centavos por kWh. También se aprecia que en los últimos dos bloques se facturó el 49 por ciento de la energía al 23 por ciento de los clientes, lo que produjo el 27 por ciento del ingreso. (Véase el gráfico 8).

Porcientos



Cuadro 9

EEG, TARIFAS SR-1 Y SG-1 (1 A 5 kW): FRECUENCIA DE
CONSUMIDORES, POR BLOQUES

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 14	11.24	11.24	9.68	9.68
15 - 60	39.45	50.69	22.40	32.08
61 - 120	23.33	74.02	15.89	47.97
121 - 190	10.28	84.30	10.48	58.45
Más de 190	15.70	100.00	41.55	100.00

Nota: Los cálculos se basaron en información de la EEG correspondiente a agosto de 1969.

Cuadro 10

EEG, TARIFA SR-1: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO,
POR BLOQUES

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Ingreso	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 14	11.38	11.38	10.74	10.74	23.81	23.81
15 - 60	42.28	53.66	24.12	34.86	32.86	56.67
61 - 120	23.78	77.44	16.00	50.86	16.64	73.31
121 - 190	9.64	87.08	9.47	60.33	7.04	80.35
Más de 190	12.92	100.00	39.67	100.00	19.65	100.00

Nota: Los cálculos se basaron en información suministrada por la EEG para agosto de 1969.

Tarifa (cts. e dólar/kWh)

Bloques (kWh) 10 14 60 120 190 1 000

\$1.20 por 14 kWh o menos

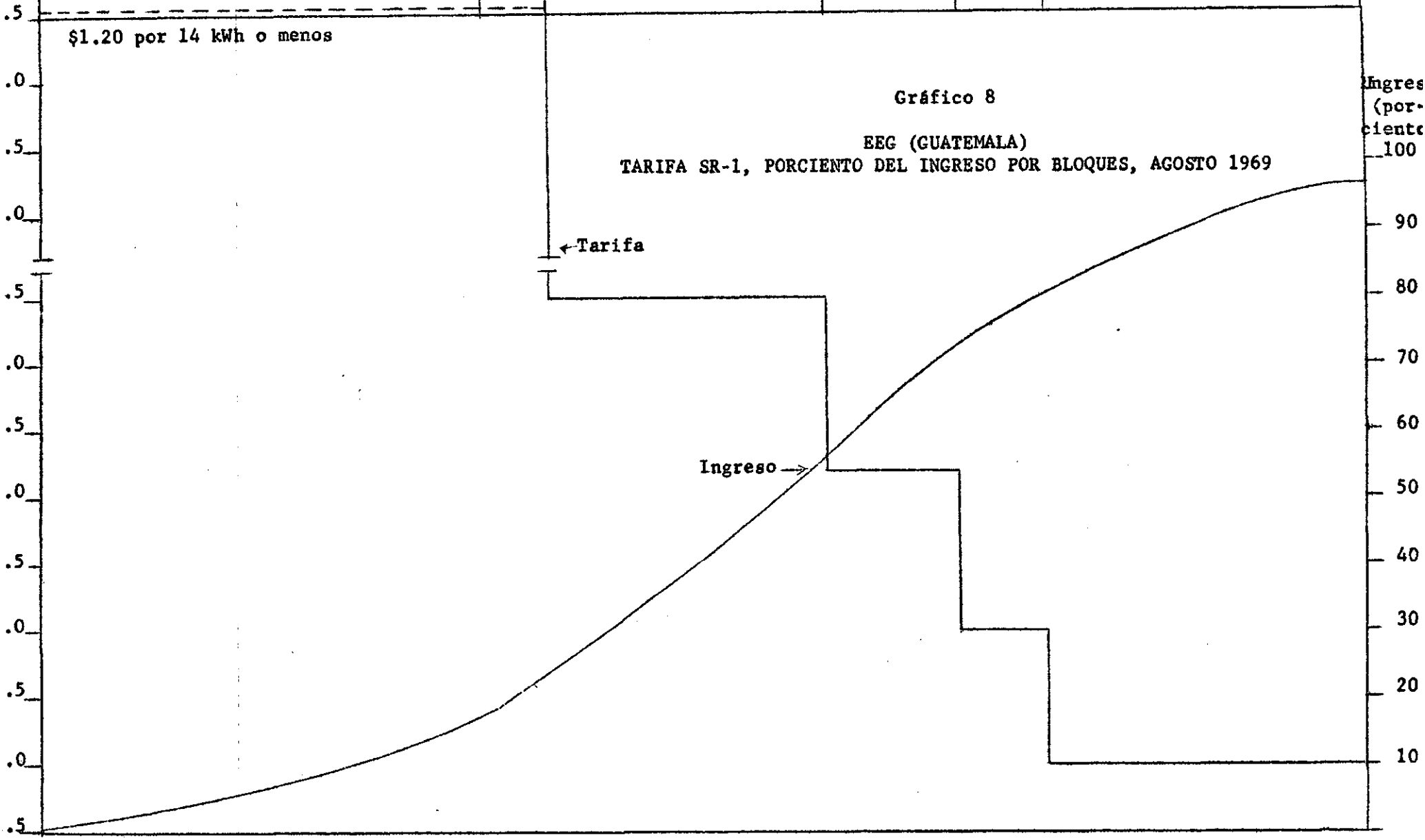
Gráfico 8

EEG (GUATEMALA)
TARIFA SR-1, PORCIENTO DEL INGRESO POR BLOQUES, AGOSTO 1969

Ingres (por-ciento) 100

← Tarifa

Ingreso →



B. El Salvador

1. Tarifas

a) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). (Gráfico 9)

i) Tarifa para servicio doméstico (D-3). La CEL aplica dos tarifas al servicio doméstico, una para la zona urbana y otra para la rural. Esta última, que se aplica a casi la totalidad de los clientes domésticos es más baja que la tarifa para clientes urbanos en el caso de consumos de hasta 35 kWh y más alta para consumos mayores. Los cargos mínimos mensuales de cada tarifa son los siguientes:

Zonas rurales	\$0.40 por 8 kWh o menos
Zonas urbanas	\$0.96 por 16 kWh o menos

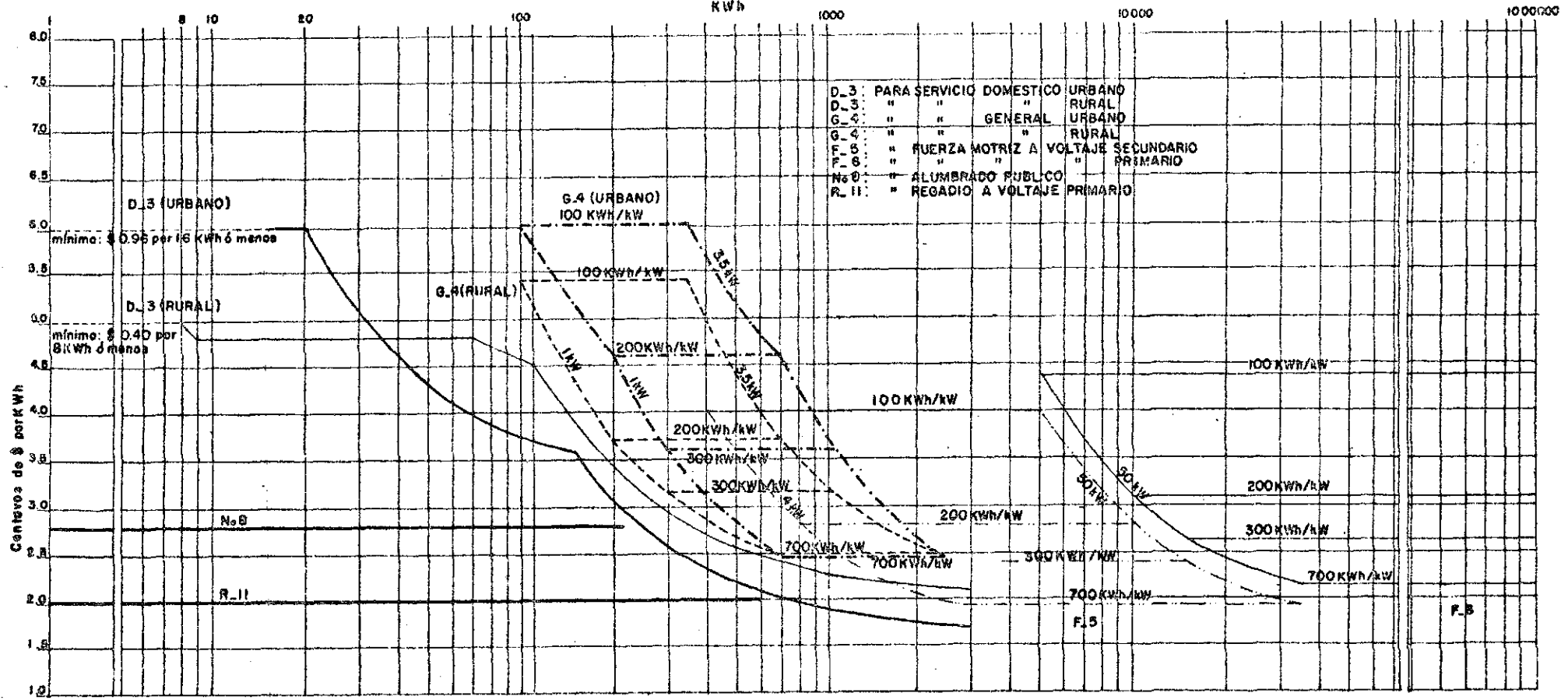
En los bloques más bajos del servicio rural se cobran 2 centavos por kWh y 1.6 centavos por kWh en los del urbano.

ii) Tarifa para servicio general (G-4). También se cuenta con dos tarifas. La que se aplica en la zona rural es más baja en casi todos los niveles, pero especialmente para consumos con factores de carga del orden de 200 kWh/kW. Para 700 kWh/kW es ligeramente más alta que la urbana. Los precios promedio varían en la urbana de 6 a 2.45 centavos por kWh, y de 5.4 a 2.49 centavos por kWh en la tarifa rural, para factores de carga de 100 a 700 kWh/kW respectivamente.

iii) Tarifa para fuerza motriz a voltaje secundario (F-5). En este caso sólo existe una tarifa que se aplica en ambas zonas para demandas de 4 a 50 kW. Los precios promedio varían entre 4 y 1.94 centavos por kWh, para factores de carga de 100 y 700 kWh/kW respectivamente.

iv) Tarifa para fuerza motriz a voltaje primario (F-6). Esta tarifa se aplica a demandas mayores de 50 kW. La energía se mide desde las líneas de distribución primaria y se carga a los usuarios los gastos de transformación. Sus niveles de precios son más altos que los de la tarifa anterior. (Véase el cuadro 11 donde se comparan los niveles de precios de ésta y las dos últimas tarifas anotadas.

GRAFICO 9
CEL - EL SALVADOR
 ESTRUCTURA TARIFARIA
 RWh



Cuadro 11

CEL, TARIFAS G-4, F-5 Y F-6: NIVELES DE PRECIOS

(Centavos por kWh)

kWh/kW	(G-4)		F-5	F-6
	Urbana	Rural		
100	6.00	5.40	4.00	4.40
200	4.60	3.70	2.80	3.10
300	3.60	3.13	2.40	2.67
400	3.10	2.85	2.20	2.45
500	2.80	2.68	2.08	2.32
600	2.60	2.57	2.00	2.23
700	2.45	2.49	1.94	2.17

v) Tarifa para alumbrado público número 8. Servicio medido. Cargo por kWh consumido: 2.80 centavos.

vi) Tarifa para riego a voltaje primario (R-11). Se cobran 2 centavos por kWh consumido.

vii) Tarifa especial CEL-CAESS. Por contrato especial, la CEL vende energía a la CAESS y a otras empresas distribuidoras del país, aplicándoles una tarifa simple con un cargo por demanda y otro por energía, cuyo nivel de precios oscila entre 1.95 y 1.41 centavos por kWh, para consumos con factores de carga de 200 y 700 kWh/kW, respectivamente.

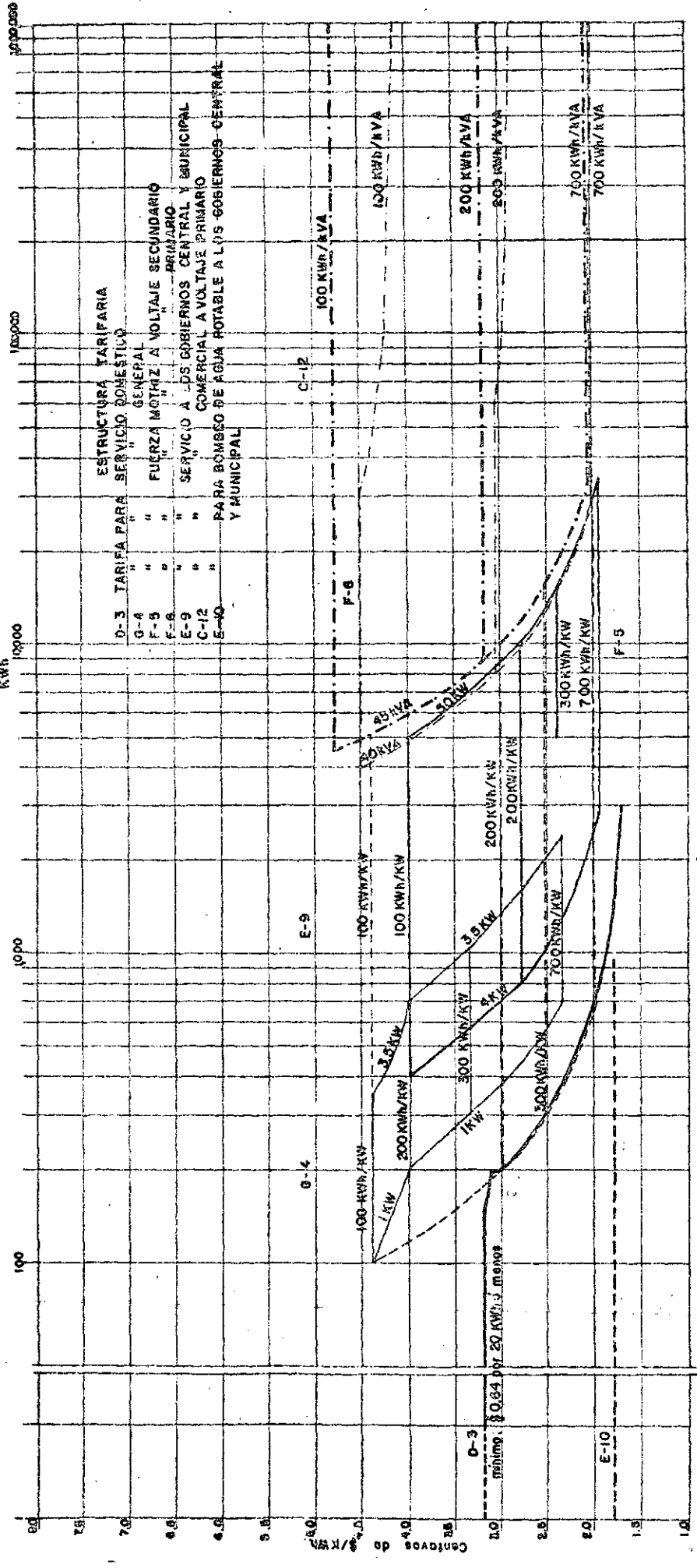
b) Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS). (Gráfico 10).

i) Tarifa para servicio doméstico (D-3). Es una tarifa de bloques que a partir de 195 kWh tiene los mismos niveles de precios de la tarifa D-3

/Gráfico 10

COMPAÑIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR (CAESS EL SALVADOR)

GRAFICO 10



D-3	TARIFA PARA SERVICIO DOMESTICO GENERAL	ESTRUCTURA TARIFARIA
G-4	" " " " " " " "	" " " " " " " "
F-9	" " " " " " " "	" " " " " " " "
F-8	" " " " " " " "	" " " " " " " "
E-9	" " " " " " " "	" " " " " " " "
C-12	" " " " " " " "	" " " " " " " "
E-40	" " " " " " " "	" " " " " " " "

a partir de 195 kWh tiene los mismos niveles de precios de la tarifa D-3 de la CEL para zonas urbanas. Para consumos menores, su nivel de precios es notablemente más bajo (3.2 centavos por kWh).

ii) Tarifa para servicio general (G-4). Tarifa similar a la de la CEL, con niveles de precios un poco menores.

iii) Tarifa para fuerza motriz a voltaje secundario (F-5). Tarifa idéntica a la F-5 de la CEL.

iv) Tarifa para fuerza motriz a voltaje primario (F-6). Tarifa de doble cargo que se aplica por kVA de carga facturable para demandas mayores de 40 kVA. Los precios oscilan entre 4.5 y 1.97 centavos por kWh, factores de carga de 100 y 700 kWh/kVA, respectivamente.

v) Tarifa para servicio a los Gobiernos Central y Municipal (E-9). Esta tarifa es semejante a la F-5. Sus precios varían de 4.40 a 2 centavos por kWh para factores de carga de 100 y 700 kWh/kW, respectivamente. Se aplica a demandas de 1 a 50 kW.

vi) Tarifa comercial a voltaje primario (C-12). Carga mínima a contratar: 45 kVA.^{8/} Tarifa de doble cargo que se aplica por kVA de carga facturable y tiene precios más altos que la F-6. En el cuadro 12 se comparan los niveles de precios de ésta y otras tarifas de la CAESS.

vii) Tarifa para alumbrado público. Servicio durante 12 horas diarias. Los precios varían, de acuerdo con el tamaño de las lámparas, de 3.33 a 2.96 centavos por kWh.

viii) Tarifa para bombeo de agua potable a los Gobiernos Central y Municipal (E-10). Tiene un sólo cargo de 1.80 centavos por kWh.

c) Comentarios generales

En general parece que existen más tarifas que las necesarias. No todas presentan continuidad de precios en la transición de una a otra.

La diferencia entre los bloques extremos de las tarifas residenciales es de 3 centavos/kWh para la CEL.(4.40 en zonas urbanas) y solo 1.6 centavos

^{8/} Para establecer los niveles de precios se consideraron equivalentes las Unidades kVA y kW.

Cuadro 12

CAESS, TARIFAS G-4, F-5, F-6, E-9 Y C-12: NIVELES DE PRECIOS

(Centavos por kWh)

kWh/kW	G-4	F-5	F-6 ^{a/}	E-9	C-12 ^{a/}
100	4.40	4.00	4.22	4.40	4.80
200	4.00	2.80	2.91	3.00	3.20
300	3.37	2.40	2.47	2.53	2.67
400	2.93	2.20	2.26	2.30	2.40
500	2.66	2.08	2.12	2.16	2.24
600	2.48	2.00	2.04	2.07	2.13
700	2.36	1.94	1.97	2.00	2.06

a/ Para la comparación de los niveles de precios se ha estimado que un kVA es igual a un kW.

por kWh para la CAESS. Los últimos bloques de las tarifas residenciales (2 y 1.6 centavos por kWh) parecen sumamente bajos si se comparan con los precios de las demás tarifas.

Llama la atención el nivel alto de la tarifa G-4 y que los precios para alta tensión sean mayores que los correspondientes de la F-5 --fuerza motriz a voltaje secundario-- (véanse de nuevo los cuadros 11 y 12); pero esto obedece a una política tarifaria en la que se toma en cuenta que para el industrial primario, el costo del insumo eléctrico significa un porcentaje reducido del costo de producción y puede, por lo tanto, subsidiar al pequeño industrial y al artesano, para quienes los precios de la energía tienen una incidencia más elevada.

De acuerdo con la información disponible, en 1969 la CEL vendió a la CAESS 407 GWh a un precio promedio de 1.57 centavos por kWh y en 1970 la

/venta

venta ascendió a 438 GWh con un precio promedio de 1.58 centavos por kWh. Este nivel de precios es inferior al precio más bajo que ofrece la CFL en toda su estructura tarifaria.

Finalmente resulta interesante observar que la CEL sigue una política social de ayuda a las zonas rurales, pues algunas de sus tarifas para ese sector tienen niveles de precio más bajos que los que se aplican a otra clase de abonados aun cuando el costo real del servicio sea mayor.

2. Frecuencia de consumidores e ingreso

a) Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

En octubre de 1971 la CEL facturó bajo la tarifa D-3 a 10 812 clientes que consumieron un total de 333 MWh, es decir un promedio de 31 kWh por cliente. (Véanse los gráficos 11 y 12 y el cuadro 13).

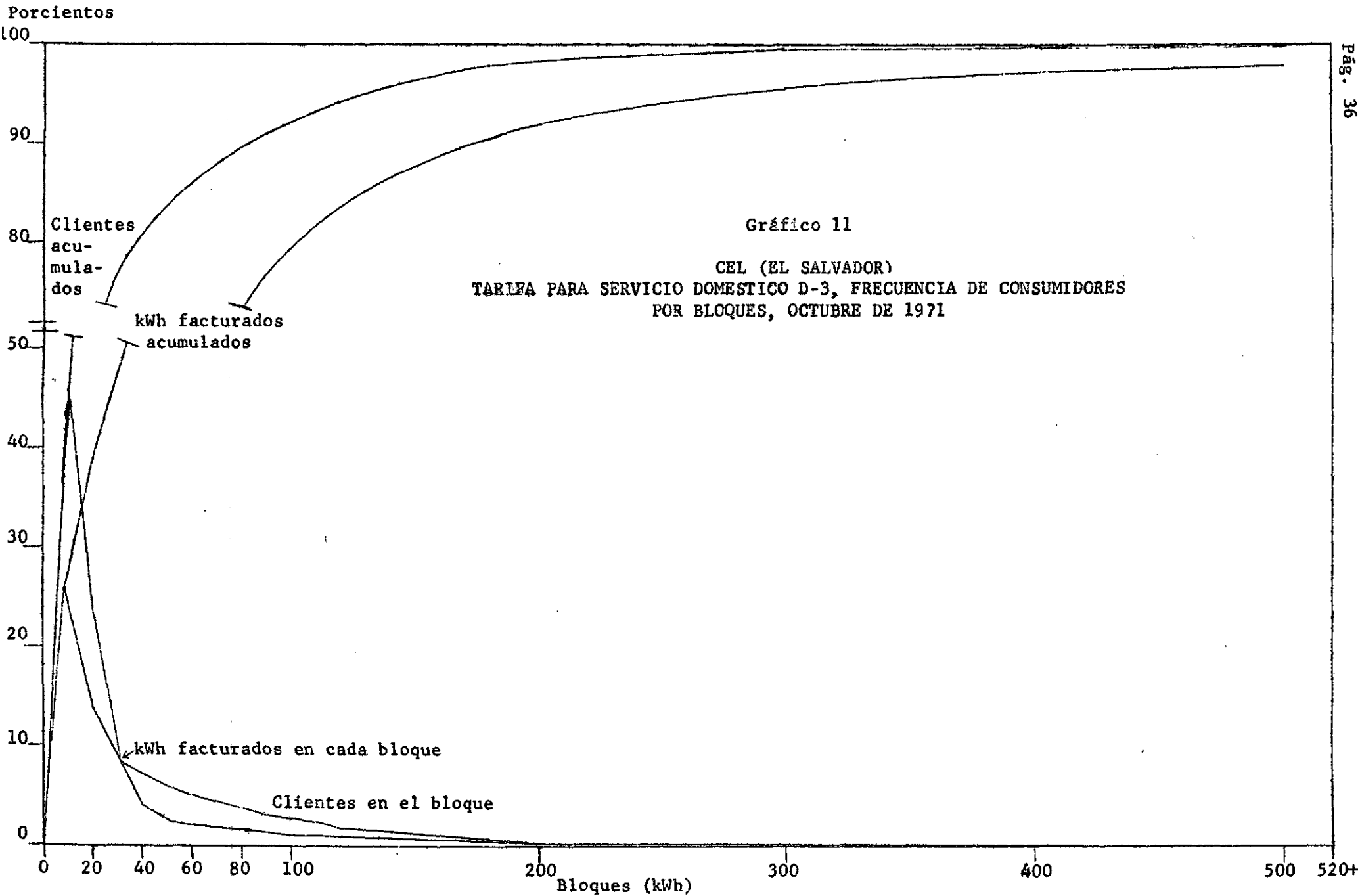
Para efectos de cálculo se ha asumido que todos los clientes pertenecen al sector rural.

El 70 por ciento de los clientes tienen consumos menores de 20 kWh y pagan por lo tanto precios superiores a 4.8 centavos por kWh. La energía que se factura a este precio equivale al 70 por ciento del total del consumo y origina el 81 por ciento del ingreso. Solamente el 12 por ciento de los clientes disfruta de los bloques más bajos de la tarifa (consumos mayores de 70 kWh) facturándose allí el 30 por ciento de la energía consumida que produce el 19 por ciento del ingreso. (Véase de nuevo el cuadro 13).

Con las tarifas G-4 y F-5, en octubre de 1971, se facturaron 389 MWh a 1 764 clientes (221 kWh por cliente).

En el gráfico 13 y el cuadro 14 se analiza la frecuencia de consumidores por bloques en las tarifas D-3, G-4 y F-5 en conjunto y se observa que el 43 por ciento de la energía se factura en los primeros dos bloques (0 a 70 kWh) en donde existe el 83 por ciento de los clientes. Es interesante notar también que en el último bloque (más de 500 kWh) se factura más del 25 por ciento de la energía a solamente el 1.17 por ciento de los clientes.

/Gráfico 11



Tarifa (cts. de dólar/kWh)

Bloques (kWh)

8

70

110

500

1 000

Gráfico 12

CEL (EL SALVADOR)

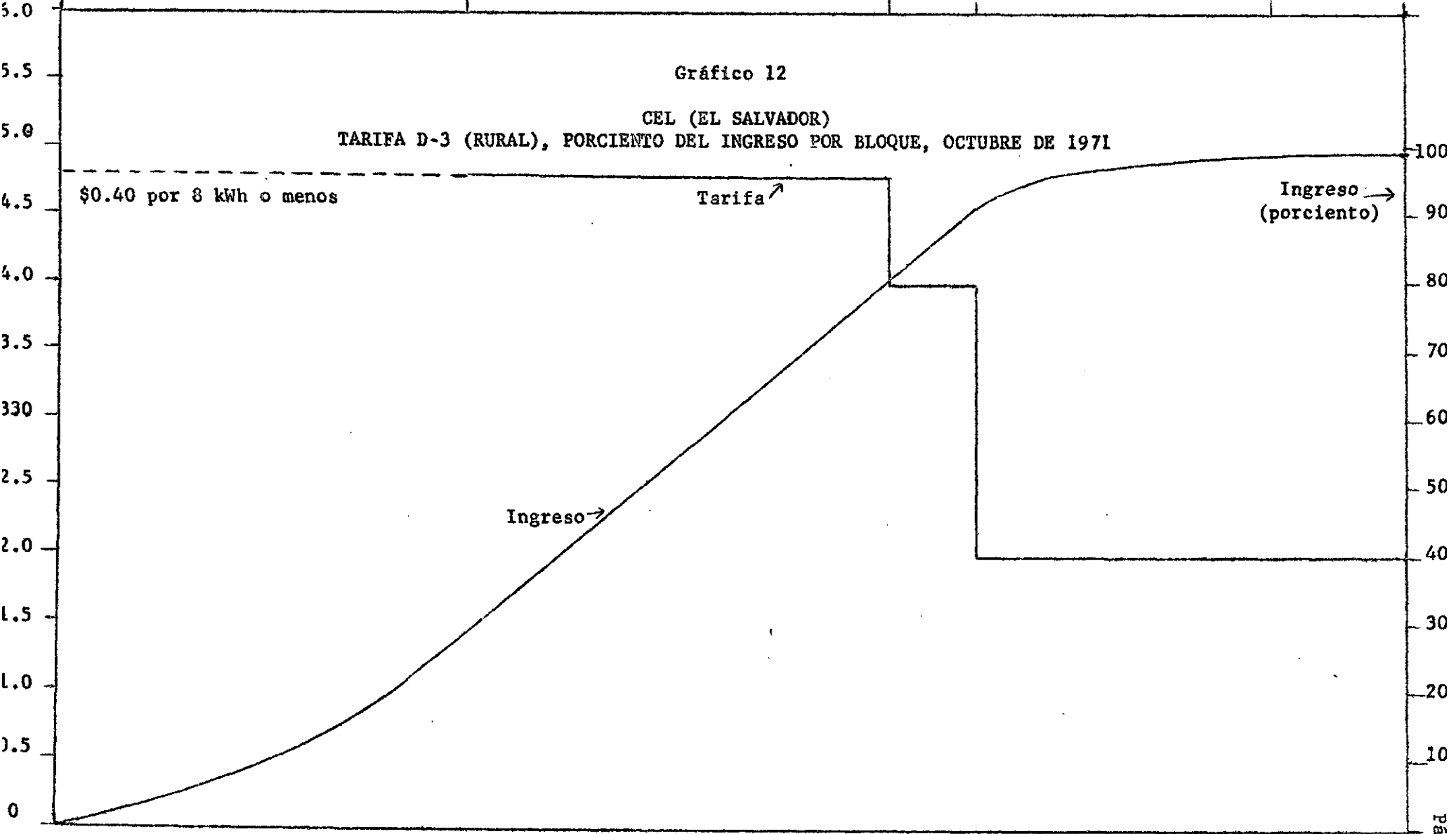
TARIFA D-3 (RURAL), PORCIENTO DEL INGRESO POR BLOQUE, OCTUBRE DE 1971

\$0.40 por 8 kWh o menos

Tarifa ↗

Ingreso →
(por ciento)

Ingreso →



Cuadro 13

CEL, TARIFA D-3: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO, POR BLOQUES, OCTUBRE DE 1971^{a/}

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Ingreso ^{b/}	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 8	36.54	36.54	22.18	22.18	28.76	28.76
9 - 20	33.04	69.58	17.34	39.52	18.90	47.66
21 - 70	18.08	87.66	30.38	69.90	33.11	80.77
71 - 150	8.99	96.65	18.20	88.10	11.14 ^{c/}	91.91
Más de 150	3.35	100.00	11.90	100.00	8.09 ^{d/}	100.00

^{a/} Cálculos basados en información suministrada por la CEL.^{b/} Aplicando la tarifa rural a todo el consumo.^{c/} De 71 a 110 kWh.^{d/} Más de 110 kWh.

Cuadro 14

CEL, TARIFAS D-3, G-4 y F-5: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR BLOQUES,
OCTUBRE DE 1971

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0-8	33.80	33.80	11.97	11.97
9 - 70	49.26	83.06	30.86	42.83
71 - 110	6.28	89.34	9.45	52.28
111 - 500	9.49	98.83	22.18	74.46
Más de 500	1.17	100.00	25.54	100.00

Nota: Los cálculos se basaron en información suministrada por la CEL.

Porcentos
100

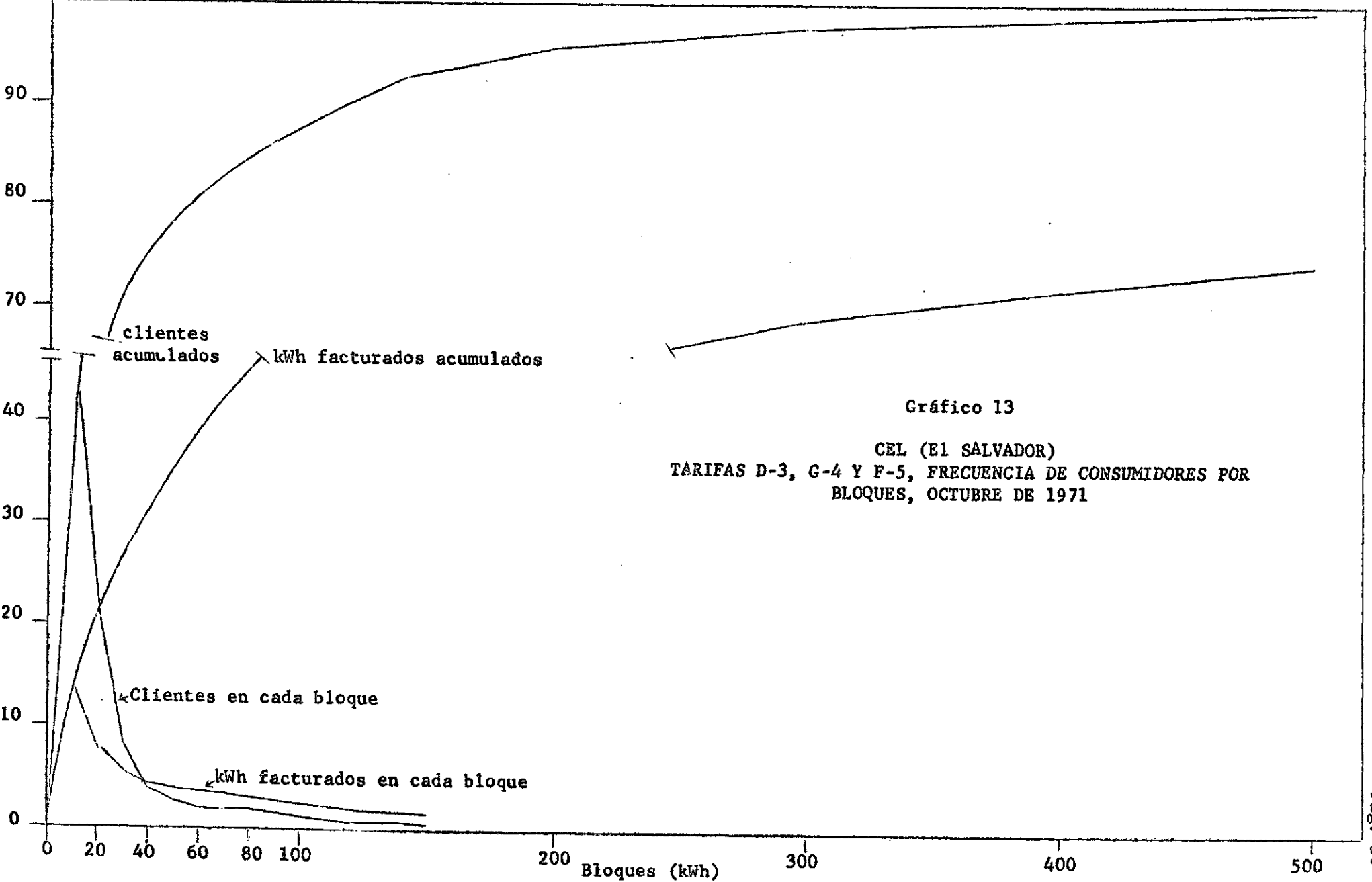


Gráfico 13

CEL (EL SALVADOR)
TARIFAS D-3, G-4 Y F-5, FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR
BLOQUES, OCTUBRE DE 1971

b) Compañía de alumbrado eléctrico de San Salvador (CAESS)

La información suministrada por la Inspección General de Servicios Eléctricos de El Salvador indicó que en noviembre de 1971 la CAESS facturó con la tarifa D-3, 11.85 GWh a 98 541 clientes (120 kWh/cliente) a un precio promedio de 2.58 kWh. La frecuencia de consumidores para esta tarifa se indica en el gráfico 14 y en el cuadro 15. Se incluyen además en este cuadro los porcentajes del ingreso correspondiente a la energía facturados en cada bloque, que aparecen también en el gráfico 15.

El 25 por ciento de los clientes consumió hasta 20 kWh y pagó la cuota mínima de 64 centavos mensuales. A este grupo se facturó el 27 por ciento de la energía y de él se obtuvo el 6 por ciento del ingreso. Al primer bloque de la tarifa (0 a 150 kWh) correspondió el 83 por ciento de los clientes, que consumieron el 56 por ciento de la energía. El consumo facturado al precio del primer bloque (3.20 centavos por kWh) fue del 77 por ciento del total y generó el 83 por ciento del ingreso. El 13 por ciento de los clientes disfrutaron del precio más bajo de la tarifa (1.60 centavos por kWh) facturándose en este último bloque (más de 195 kWh) el 17 por ciento de la energía que produjo el 11 por ciento del ingreso.

En el cuadro 16 se muestra la frecuencia de consumidores por bloques de la tarifa G-4 y en el 17, la de las tarifas D-3 y G-4 consideradas en conjunto. (Véase también el gráfico 16.)

En este último cuadro se observa que el 45 por ciento de los clientes se encontraban en el bloque de 0 a 50 kWh, y consumieron el 25 por ciento de la energía (44 por ciento del consumo total facturado). Por otro lado, el 16 por ciento de los clientes tuvo consumos superiores a 200 kWh y compró el 44 por ciento de la energía. (22 por ciento del total de energía facturado.)

De las tarifas D-3 y G-4 consideradas en conjunto, el 85 por ciento de los clientes y el 69 por ciento del consumo correspondieron a la primera.

Porcientos

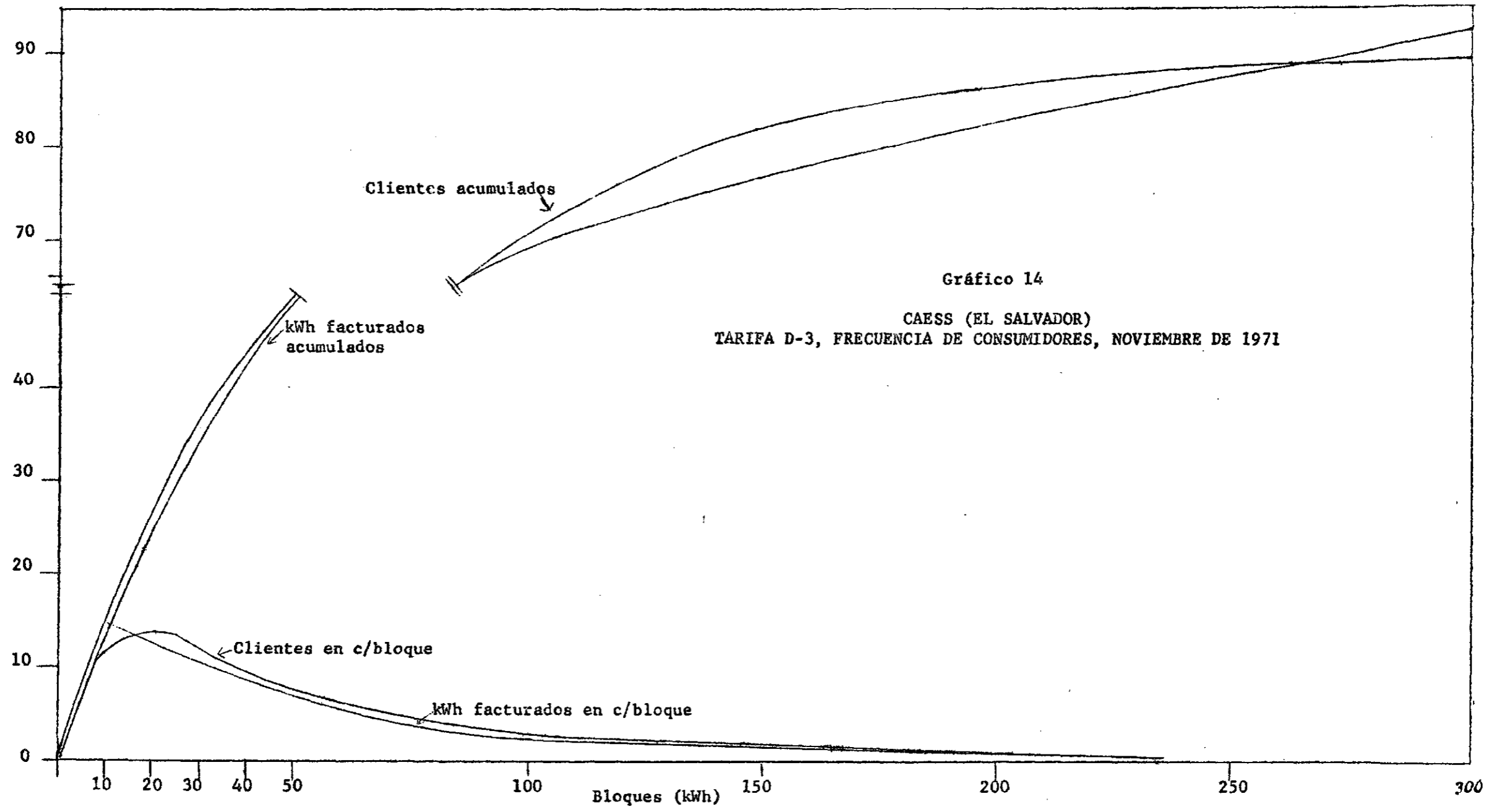


Gráfico 14

CAESS (EL SALVADOR)
TARIFA D-3, FRECUENCIA DE CONSUMIDORES, NOVIEMBRE DE 1971

CAESS, TARIFA D-3: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO POR BLOQUES, NOVIEMBRE DE 1971*

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo		Consumo facturado		Ingreso	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 20	25.05	25.05	14.18	14.18	26.66	26.66	6.07	6.07
21 - 150	57.48	82.53	41.42	55.60	50.76	77.42	77.40	83.47
151 - 195	4.33	86.86	5.97	61.57	5.49	82.91	5.95	89.42
Más de 195	13.14	100.00	38.43	100.00	17.09	100.00	10.58	100.00

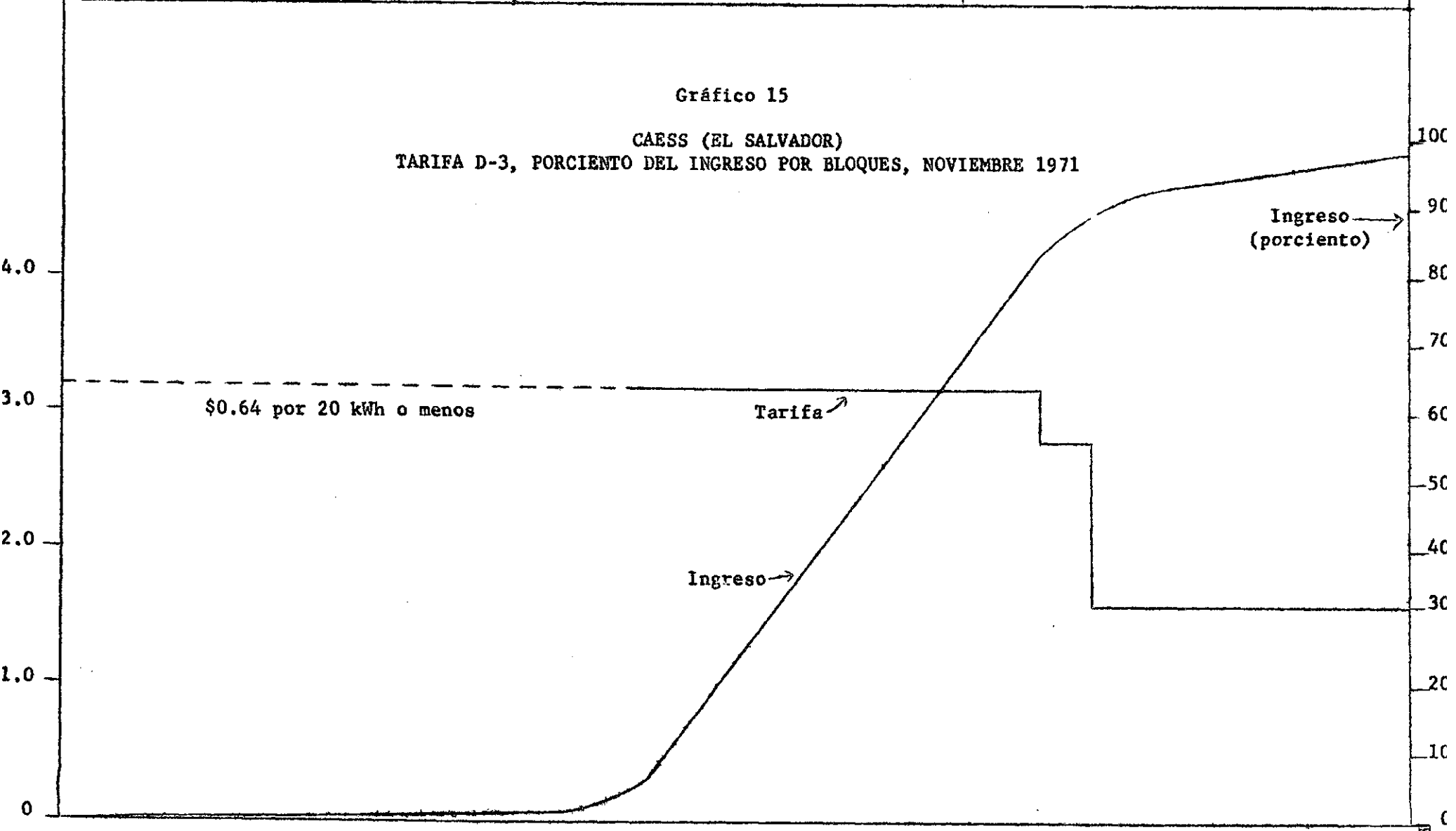
*/ Cálculos basados en información suministrada por el IGSE de El Salvador.

Tarifa (cts.
de dólar/kWh)

Bloques (kWh)
10 100 1 000

Gráfico 15

CAESS (EL SALVADOR)
TARIFA D-3, PORCIENTO DEL INGRESO POR BLOQUES, NOVIEMBRE 1971



Cuadro 16

CAESS, TARIFA G-4: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR BLOQUES,
NOVIEMBRE 1971 a/

(Por ciento)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo		Consumo facturado	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 45	19.50	19.50	13.50	13.50	26.01	26.01
46 - 100	21.32	40.82	13.06	26.56	20.98	46.99
101 - 300	34.35	75.17	25.17	51.73	30.45	77.44
Más de 300	24.83	100.00	48.27	100.00	22.56	100.00

a/ Cálculos basados en información suministrada por el IGSE.

Cuadro 17

CAESS, TARIFAS D-3 Y G-4: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR BLOQUES,
NOVIEMBRE DE 1971 */

(Por ciento)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo		Consumo facturado	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 20	22.63	22.63	11.74	11.74	22.31	22.31
21 - 50	22.79	45.42	13.16	24.90	21.23	43.54
51 - 100	21.14	66.56	15.03	39.93	19.23	62.77
101-200	17.04	83.60	16.07	56.00	15.62	78.39
Más de 200	16.40	100.00	44.00	100.00	21.61	100.00

*/ Cálculos basados en información suministrada por el IGSE.

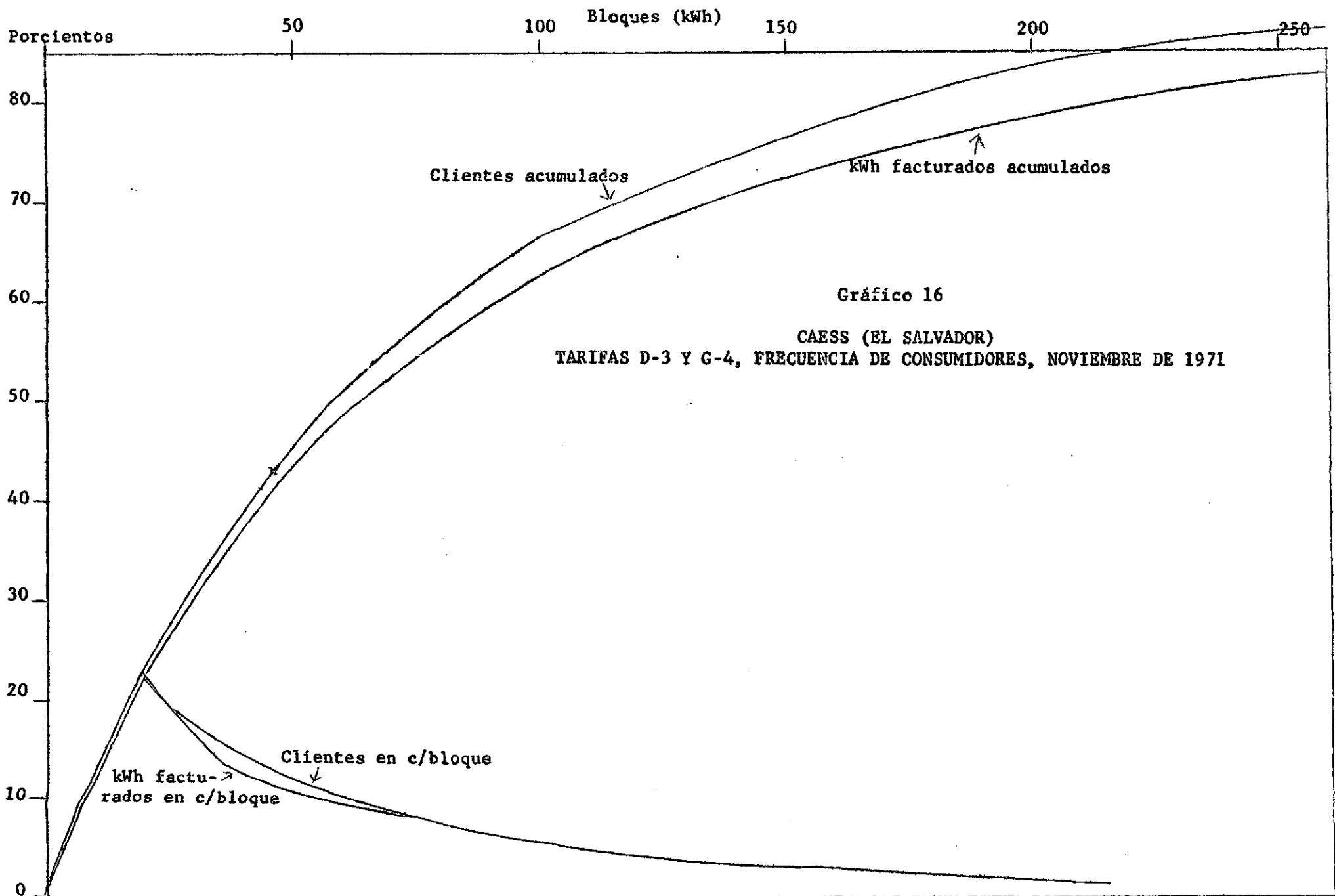


Gráfico 16
 CAESS (EL SALVADOR)
 TARIFAS D-3 Y G-4, FRECUENCIA DE CONSUMIDORES, NOVIEMBRE DE 1971

C. Honduras

1. Tarifas

a) Empresa Nacional de Energía Eléctrica(ENEE). (Gráfico 17)

i) Tarifa "A", servicio residencial. Para uso doméstico solamente y para uso residencial y comercial combinado cuando la carga comercial conectada sea menor que la doméstica.

Cuota mensual mínima: 2 dólares por 20 kWh o menos (incluye 0.25 por alquiler del contador)

Precio del primer bloque: 8.75 centavos por kWh

Precio del último bloque: 3.50 centavos por kWh

Si se toma en cuenta el cargo por alquiler del contador, el precio del primer bloque sube a 10 centavos por kWh.

ii) Tarifa "B", servicio general. Para cualquier abonado del servicio eléctrico.

Cuota mínima mensual (incluye alquiler de contador)

Monofásico: 2 dólares por 20 kWh o menos

Trifásico: 8 dólares por 119 kWh o menos

Los precios de esta tarifa fluctúan entre 8.75 y 3 centavos por kWh. Si se incluye el alquiler del contador, la diferencia entre el más alto y el más bajo sería de 7 centavos por kWh.

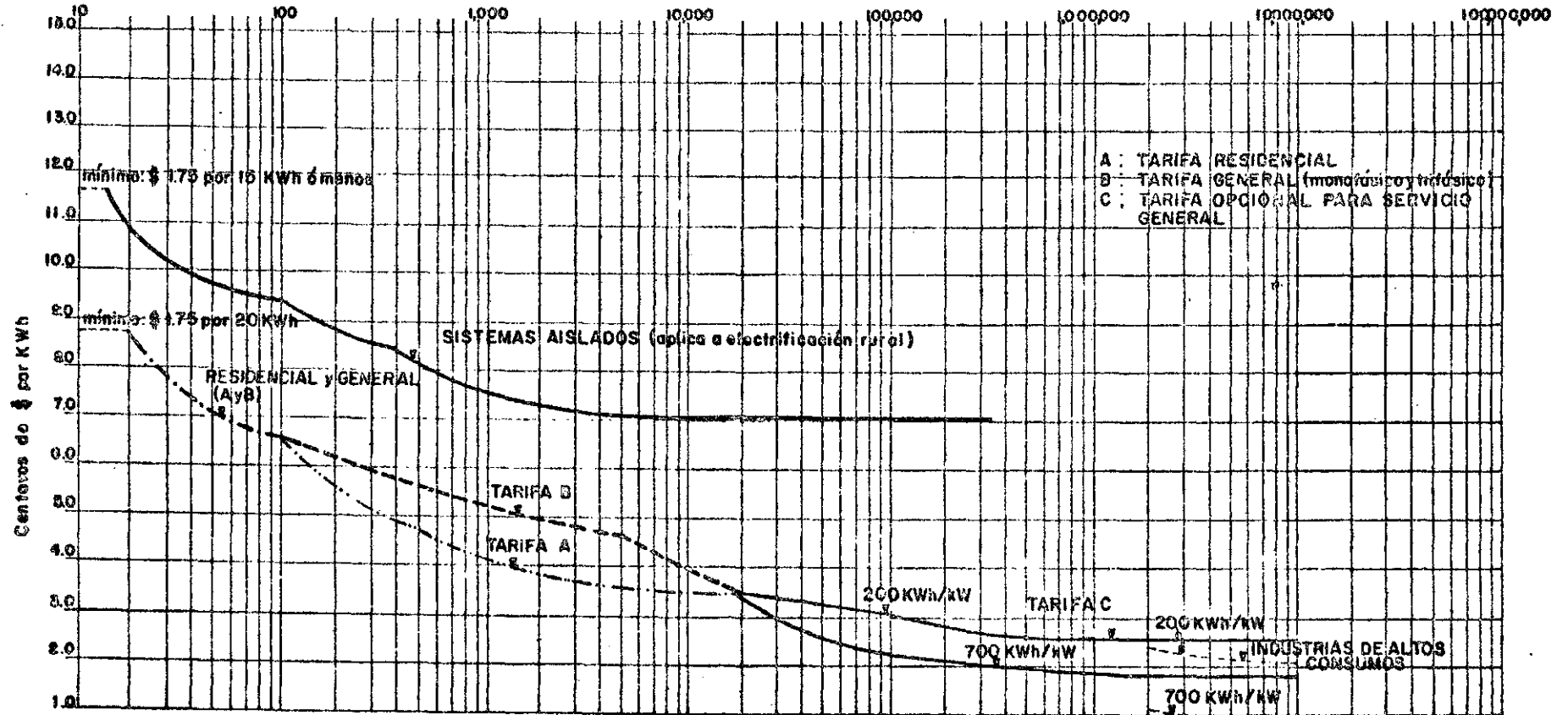
iii) Tarifa "C", servicio general opcional. Contrato mínimo: 1 año.

Tarifa de doble cargo cuyos precios promedio varían entre 3.5 centavos por kWh para 200 kWh/kW y 100 kW y 1.81 centavos por kWh para 700 kWh/kW y 5 000 kW.

Cuota mínima mensual: 500 dólares más el cargo por demanda.

/Gráfico 17

GRAFICO 17
EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
ENEE — HONDURAS
 ESTRUCTURA TARIFARIA
 KWh



iv) Tarifas especiales para industriales de consumos altos. Son tarifas de bajo nivel de precios (entre 2.35 y 1.37 centavos por kWh) que la ENEE aplica a sus dos clientes más importantes.

v) Tarifa para sistemas aislados. Se fija a consumidores no servidos por el sistema interconectado nacional y se aplicará a la electrificación rural. La cuota mínima mensual es de 1.75 dólar por 15 kWh.

Precio del primer bloque: 11.67 centavos por kWh

Precio del último bloque: 7 centavos por kWh

b) Comentarios generales

La ENEE es la empresa que tiene el pliego de tarifas más simple de los analizados en este documento.

Las tarifas "A" y "B" para servicios residencial y general, respectivamente, son de bloques iguales hasta consumos de 100 kWh mensuales. De ahí en adelante la tarifa "A" tiene precios más bajos y bloques más pequeños. Ambas tarifas vuelven a tener el mismo nivel de precios para consumos de 20 000 kWh mensuales.

La tarifa general opcional ("C") se aplica a consumos mayores de 20 000 kWh mensuales y es continua con las anteriores a partir de 200 kWh/kW.

La ENEE aplica tarifas especiales a sus dos clientes más importantes con un nivel de precios que parece ser sumamente bajo. Estas tarifas se encuentran actualmente en proceso de revisión y se prevé un aumento a corto plazo. Se proyecta en breve aplicar a los consumidores rurales de sistemas aislados, una tarifa para consumo residencial que será la más elevada de la región. Se estima que el 50 por ciento de los clientes que servirán los proyectos de electrificación rural, no sobrepasará el consumo mínimo (15 kWh) por lo que pagarán precios promedio superiores a 11.67 centavos por kWh.

2. Frecuencia de consumidores e ingreso

De acuerdo con la información disponible, en octubre de 1971 se facturó con base en la tarifa "A", a 26 076 clientes que consumieron 2 827 MWh (108 kWh por cliente). (Véanse los gráficos 18 y 19 y el cuadro 18.)

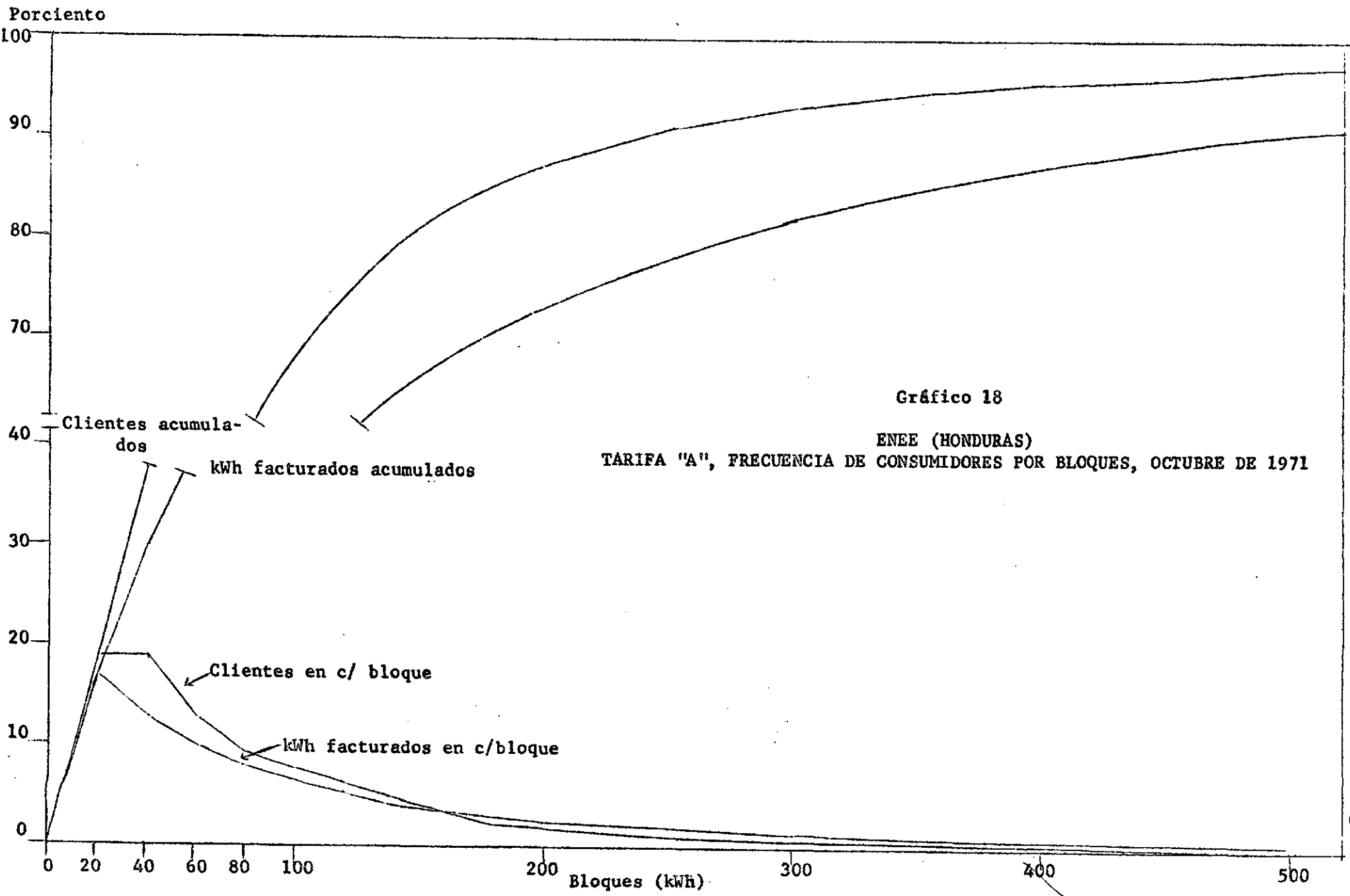


Gráfico 18

ENEE (HONDURAS)
 TARIFA "A", FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR BLOQUES, OCTUBRE DE 1971

Tarifa (cts.
de dólar/kWh)

Bloques (kWh) 20 100 300 500 1 000

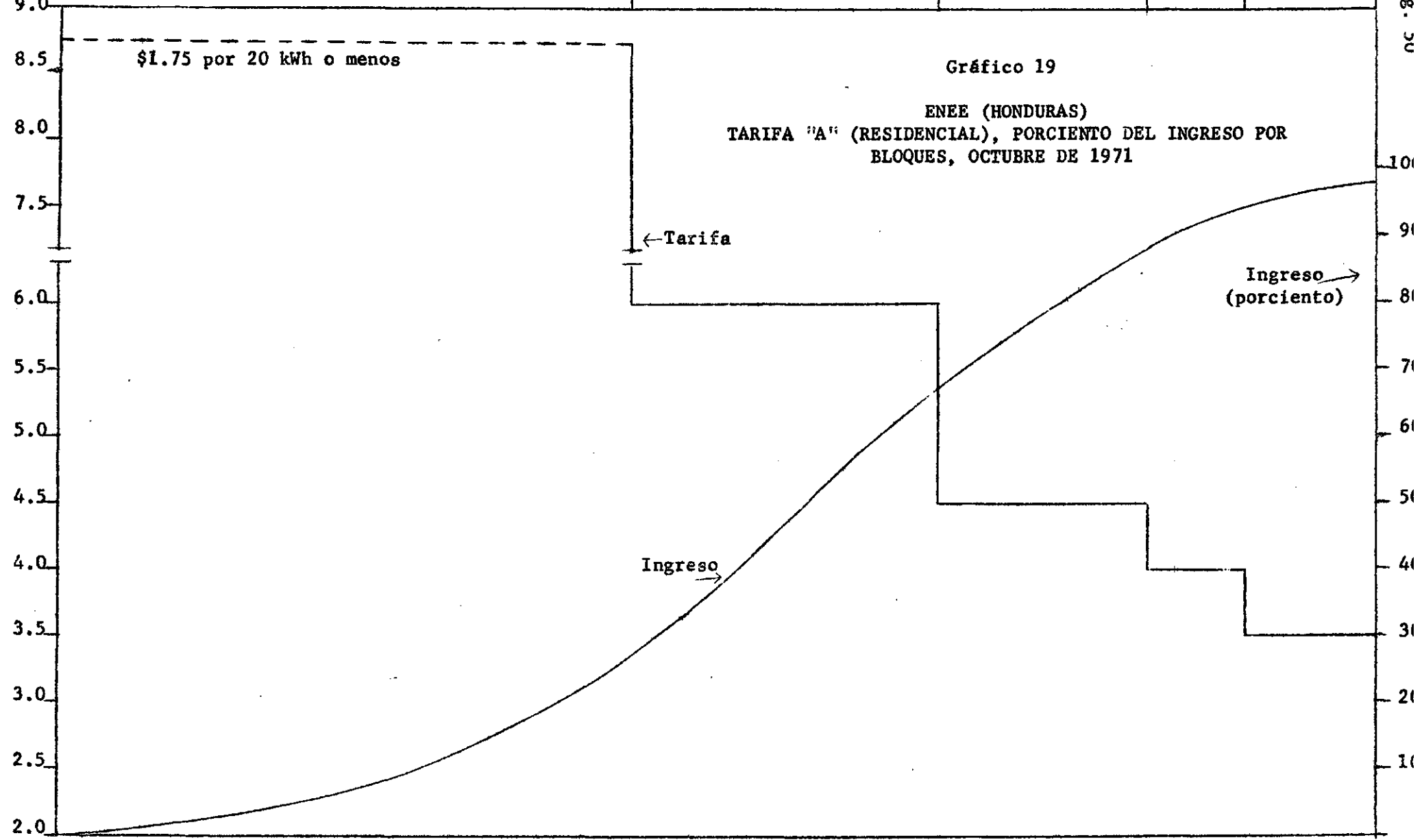


Gráfico 19

ENEE (HONDURAS)
TARIFA "A" (RESIDENCIAL), PORCIENTO DEL INGRESO POR
BLOQUES, OCTUBRE DE 1971

← Tarifa

→ Ingreso
(porcentaje)

→ Ingreso

Pag. 20

Cuadro 18

ENEE, TARIFA "A": FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO,
 POR BLOQUES, OCTUBRE DE 1971

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Ingreso	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 20	19.06	19.06	17.06	17.06	27.58	27.58
21 -100	49.37	68.43	38.10	55.16	39.92	67.50
101 -300	24.59	93.02	26.83	81.99	21.02	88.52
301 -500	3.99	97.01	8.79	90.78	6.00	94.52
Más de 500	2.99	100.00	9.22	100.00	5.48	100.00

Nota: Cálculos basados en información suministrada por la ENEE.

Se observa que el 68 por ciento de los clientes se encontraban en los primeros dos bloques y pagaron precios por kWh superiores a 6 centavos. En dichos bloques se facturó el 55 por ciento del total de la energía consumida que produjo el 68 por ciento del ingreso. En cambio, en los últimos dos bloques se facturó el 18 por ciento de la energía a precios de 4 y 3.5 centavos por kWh a sólo el 7 por ciento de los clientes, con lo que se percibió el 11 por ciento del ingreso.

En la tarifa "B" se facturaron en ese mismo mes un total de 1 701 MWh a 3 753 clientes (453 kWh por cliente); 2 939 clientes consumieron 957 MWh en servicio monofásico (325.6 kWh por cliente) y 814, 744 MWh de trifásico (914 kWh por cliente). Del ingreso total proveniente de la aplicación de la tarifa "B" el 59 por ciento correspondió a los clientes con servicio monofásico y el resto a los usuarios del servicio trifásico. (Véanse los cuadros 19 y 20 y los gráficos 20 a 22).

En el cuadro 19 se observa que el 93 por ciento de los clientes que recibieron servicio monofásico se hallaban en los primeros tres bloques de la tarifa y pagaron precios superiores a 5 centavos por kWh. En estos bloques

Cuadro 19

ENEE, TARIFA "B" MONOFASICA: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO, POR BLOQUES, OCTUBRE DE 1971

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Tarifa monofásica		Ingreso total tarifa B	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 20	13.78	13.78	5.69	5.69	10.22	10.22	6.01	6.01
21 - 100	28.00	41.78	17.69	23.38	20.19	30.41	11.87	17.88
101 - 1 000	51.11	92.89	53.82	77.20	50.91	81.32	29.93	47.81
1001 - 5 000	6.77	99.66	19.83	97.03	16.73	98.05	9.83	57.64
5001 - 10 000	0.27	99.93	2.89	99.92	1.89	99.94	1.11	58.75
Más de 10 000	0.07	100.00	0.08	100.00	0.06	100.00	0.02	58.77

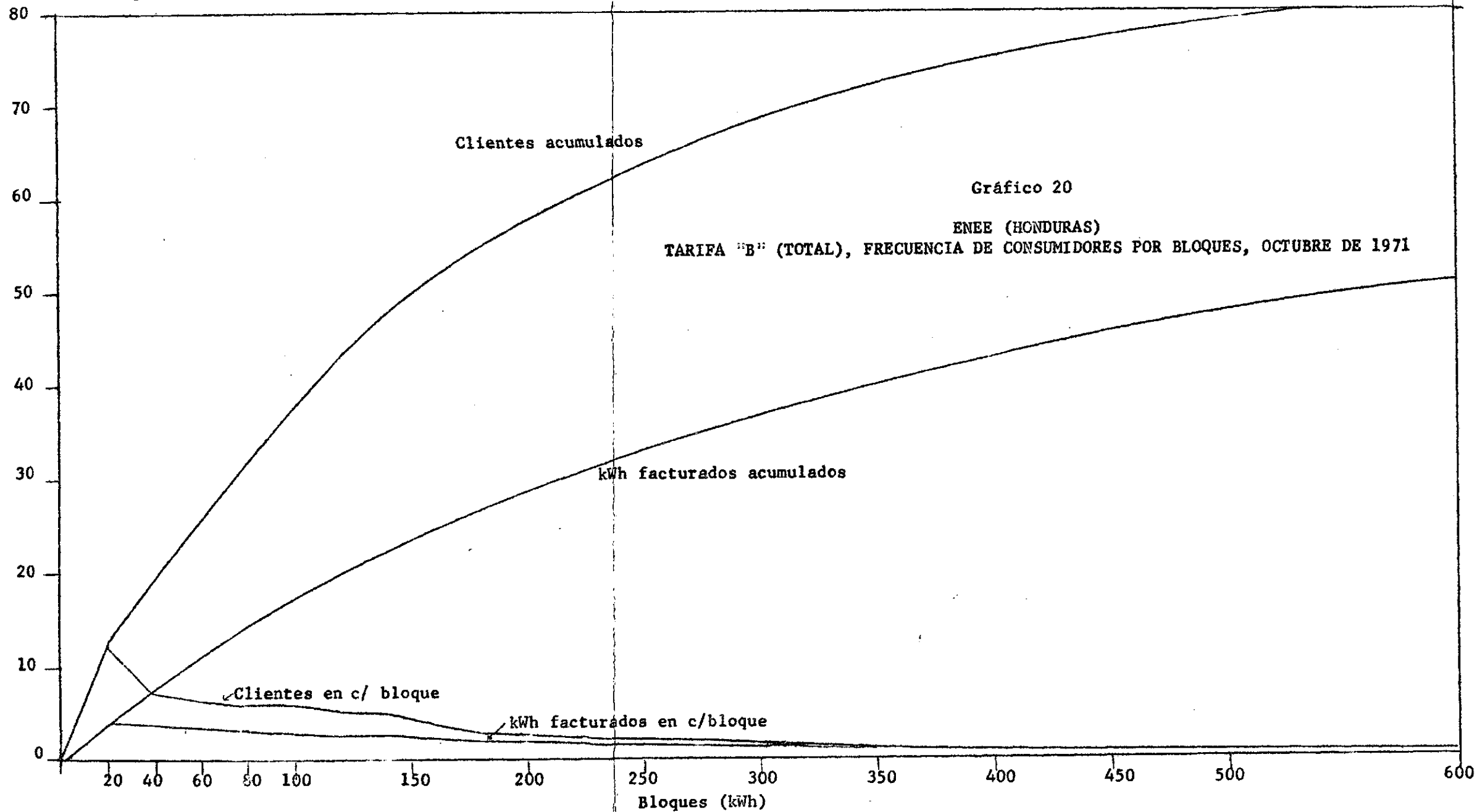
Nota: Cálculos basados en información suministrada por la ENEE.

ENEE, TARIFA "B" TRIFASICA: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO, POR BLOQUES, OCTUBRE DE 1971

(Porcientos)

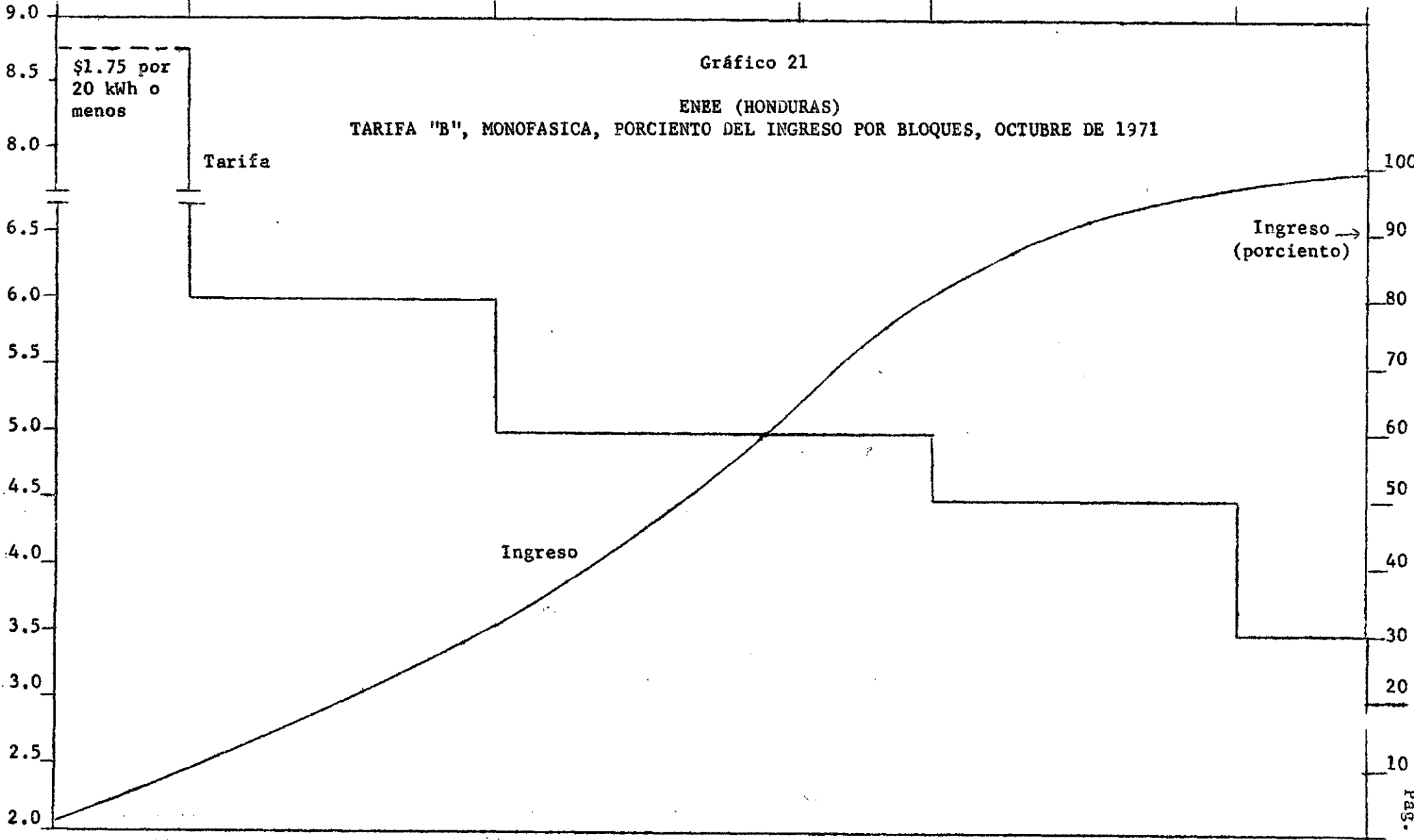
Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Tarifa trifásica		Ingreso total tarifa B	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 20	8.35	8.35	2.05	2.05	4.12	4.12	1.70	1.70
21 - 119	19.41	27.76	8.99	11.04	13.15	17.27	5.42	7.12
120 - 1000	52.58	80.34	35.70	46.74	38.73	56.00	15.97	23.09
1001 - 5000	17.20	97.54	30.80	77.54	28.87	84.87	11.90	34.99
5001 - 10000	2.09	99.63	11.40	88.94	8.27	93.14	3.41	38.40
Más de 10000	0.37	100.00	11.06	100.00	6.86	100.00	2.83	41.23

Nota: Cálculos basados en información suministrada por la ENEE.



Tarifa (cts. de dólar/kWh)

Bloques (kWh)



Tarifa (cts.
de dólar/kWh)

Bloques (kWh)

20

119

200

500

1 000

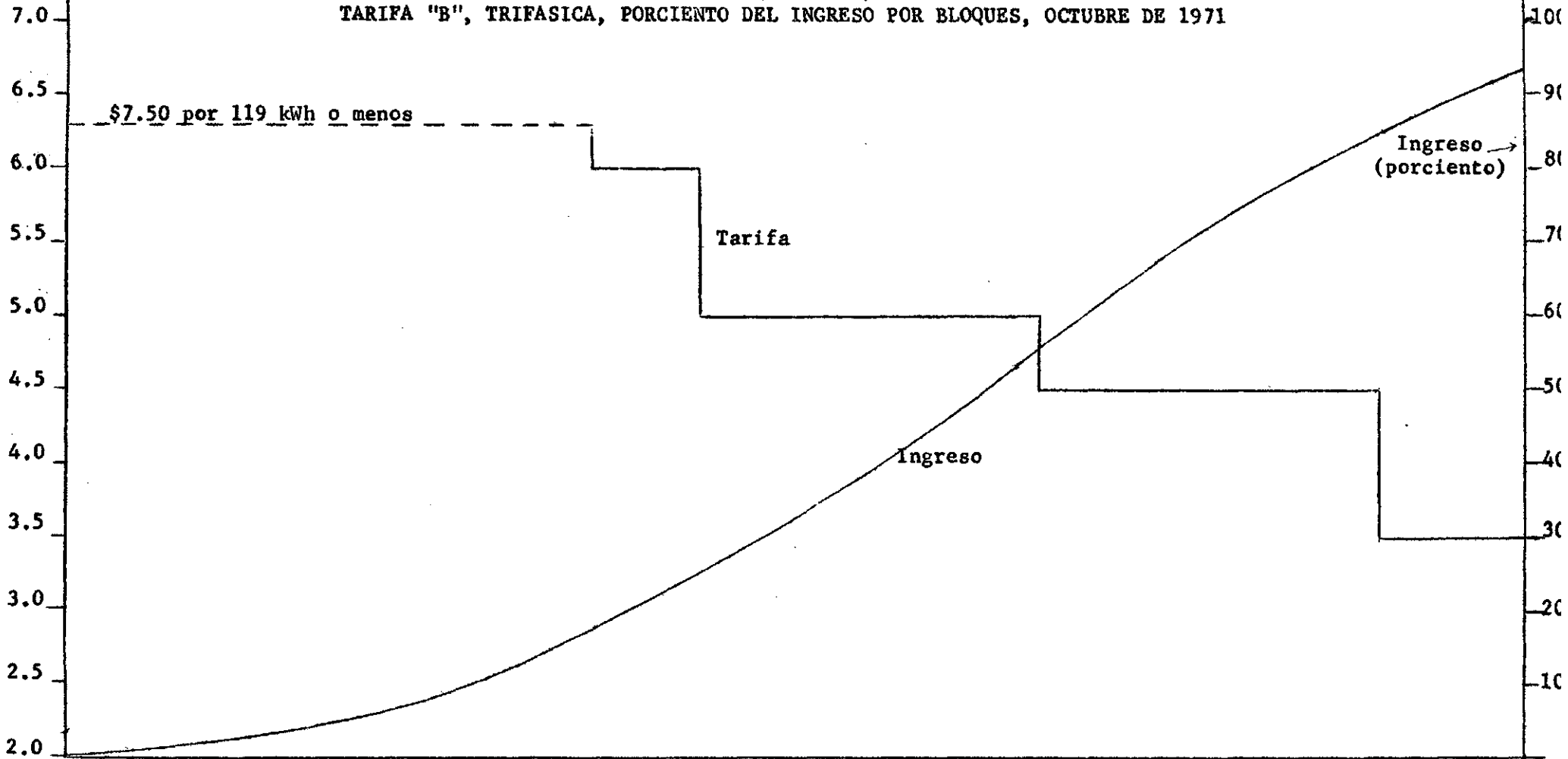
5 000

10 000

Gráfico 22

ENEE (HONDURAS)

TARIFA "B", TRIFASICA, PORCIENTO DEL INGRESO POR BLOQUES, OCTUBRE DE 1971



\$7.50 por 119 kWh o menos

Tarifa

Ingreso

Ingreso
(porcentaje)

se facturó el 77 por ciento de la energía y de ahí se obtuvo el 81 por ciento del ingreso.

En los últimos bloques se facturó el 3 por ciento de la energía a precios de 3.5 y 3 centavos por kWh a sólo el 0.34 por ciento de los clientes, lo que originó menos del 2 por ciento del ingreso.

En el servicio trifásico (véase de nuevo el cuadro 20) el 80 por ciento de los clientes pagan precios superiores a 5 centavos por kWh, facturándose en esos bloques el 47 por ciento de la energía con lo que se percibió el 56 por ciento del ingreso respectivo. Los últimos dos bloques produjeron el 15 por ciento del ingreso al facturarse el 22 por ciento de la energía a sólo un poco más del 2 por ciento de los clientes, a precios de 3.5 y 3 centavos por kWh.

D. Nicaragua

1. Tarifas

a) Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF) (Gráfico 23)

i) Tarifa residencial (D-1). Se aplica a servicios residenciales, urbanos o rurales, pequeños negocios e industrias caseras anexos a las casas habitación.

Cargo mínimo: 1 dólar por 18 kWh o menos.

Es una tarifa de bloques, cuyos precios varían de 5.71 a 3.43 centavos por kWh.

ii) Comercial mayor (C-7). Es una tarifa de bloques que se fija a cargas mayores de 5 kW y consumos mayores de 1 000 kWh. Los niveles de precios oscilan entre 3.43 y 2.43 centavos por kWh, para factores de carga de 210 y 700 kWh/kW respectivamente.

iii) Industrial mayor (I-3). Tarifa de doble carga para demandas de 25 kW o mayores.

Los precios varían entre 2.87 y 1.95 centavos por kWh, para 210 y 700 kWh/kW, respectivamente.

iv) Gobierno (G-1). Es una tarifa de un solo precio por kWh (3.43 centavos) para el gobierno, iglesias e instituciones de servicio social. A las instalaciones del gobierno de carácter comercial o industrial se les aplican las tarifas que correspondan.

v) Alumbrado público (A-1 y A-4). Existen dos tarifas con cargos uniformes por kWh, de 3.43 en un caso y 2.43 centavos por kWh en el otro. La primera se aplica en el Sistema Interconectado Nacional y la segunda a las instalaciones de alto factor de potencia y de mercurio. Los cargos mínimos de cada una son los siguientes:

A-1: 1 dólar por 29 kWh o menos

A-4: 1 dólar por 41 kWh o menos

vi) Irrigación (R-1). Se aplica a cargas mayores de 5 kW.

Cargo mínimo: 4 dólares por 200 kWh o menos

Es una tarifa que llama la atención por su bajo nivel de precios pues tiene bloques que varían desde 2 hasta 1.29 centavos por kWh.

vii) Irrigación (R-2). Tarifa especial que tiene un nivel de precios aún más reducido que la anterior (1.14 centavos por kWh. Se aplica a proyectos agrícolas integrales del Gobierno en los que la ENALUF no realiza ninguna inversión.

Cargo mínimo: 4 dólares por 350 kWh o menos.

viii) Bombeo de agua potable (B-1).

Cargo mínimo: 4 dólares

Cargo único por kWh: 2.43 centavos

ix) Mayoristas (M-1). Tarifa por bloques con niveles de precios mayores que la I-3, como puede apreciarse en el cuadro 21.

x) Existen además otras tarifas para el suministro a cooperativas eléctricas rurales, con niveles de precios inferiores a los de la tarifa para mayoristas.

La ENALUF cuenta además con las tarifas residenciales D-2 a D-7, las comerciales C-1 a C-6, las industriales I-1 e I-2, la del gobierno G-3, las

Cuadro 21

ENALUF: TARIFAS C-7, I-3 Y M-1: NIVELES DE PRECIOS

(Centavos por kWh)

kWh/kW	C-7	I-3	M-1
210	3.43	2.52	3.00
300	3.00	2.28	2.66
400	2.75	2.14	2.46
500	2.60	2.05	2.34
600	2.50	1.99	2.26
700	2.43	1.95	2.20

Fuente: Cálculos basados en las tarifas de la ENALUF.

de alumbrado público A-2 y A-3 y la de bombeo B-2 que junto con las aquí analizadas se aplican con ciertos criterios selectivos a diferentes zonas del país.

Finalmente, esta empresa fija tarifas especiales a varios clientes (E-2 a E-4); a sus propios empleados (E-5) y a la firma constructora del proyecto de Santa Bárbara (E-6).

b) Comentarios generales

La Empresa tiene un número de tarifas quizá mayor al necesario y en algunas el precio no disminuye conforme aumenta el consumo para alcanzar los niveles de la tarifa siguiente. Esto obedece principalmente a una política promocional que tiende a favorecer ciertas áreas y ciertos sectores de consumo.

Algunas tarifas tienen precios similares a niveles relativamente bajos si se comparan con la D-1. Como se dijo antes, llama la atención que los niveles de precios de la tarifa para mayoristas M-1 sean más altos que los de la I-3; sin embargo, esto podría explicarse por el hecho de que las empresas mayoristas no suministran energía a los industriales mayores que se instalan en los centros de consumo servidos por la ENALUF, ya que las tarifas de los mayoristas son más elevadas, aun para los sectores comercial y doméstico. Por lo tanto, el cuadro tarifario de ENALUF no representa el 100 por ciento de las tarifas del país. Al crecer el sistema interconectado nacional (SIN) la empresa ha eliminado tarifas para reducir su variedad y simplificar la estructura tarifaria; por lo tanto, las tarifas para comercio e industrias menores que no están en el SIN, irán desapareciendo. Además, promovidos por la ENALUF, ciertos núcleos de consumidores se irán descentralizando hacia las cooperativas de electrificación rural, las cuales aplicarán por el momento las mismas tarifas de esta empresa.

2. Frecuencia de consumidores e ingreso

En diciembre de 1970 se facturaron bajo la tarifa D-1 6.6 GWh a 48 940 clientes (el 64 por ciento del total residencial de la ENALUF) que consumieron un promedio de 135 kWh cada uno. En diciembre de 1971, el total de clientes de esta tarifa subió a 51 056 y el consumo promedio a 150 kWh por cliente.

(Véanse los cuadros 22 y 23.)

/Cuadro 22

Cuadro 22

ENALUF, TARIFA RESIDENCIAL D-1: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO,
 POR BLOQUE, DICIEMBRE DE 1970

(Porcientos)

Bloques (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Ingreso	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 50	45.16	45.16	29.23	29.23	34.89	34.89
51 - 250	43.84	89.00	38.27	67.50	40.37	75.26
251 - 550	6.70	95.70	16.00	83.50	13.13	88.39
Más de 550	4.30	100.00	16.50	100.00	11.61	100.00

Nota: Cálculos basados en información suministrada por la ENALUF.

Cuadro 23

ENALUF, TARIFA RESIDENCIAL D-1: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO,
 POR BLOQUE, DICIEMBRE DE 1971

(Porcientos)

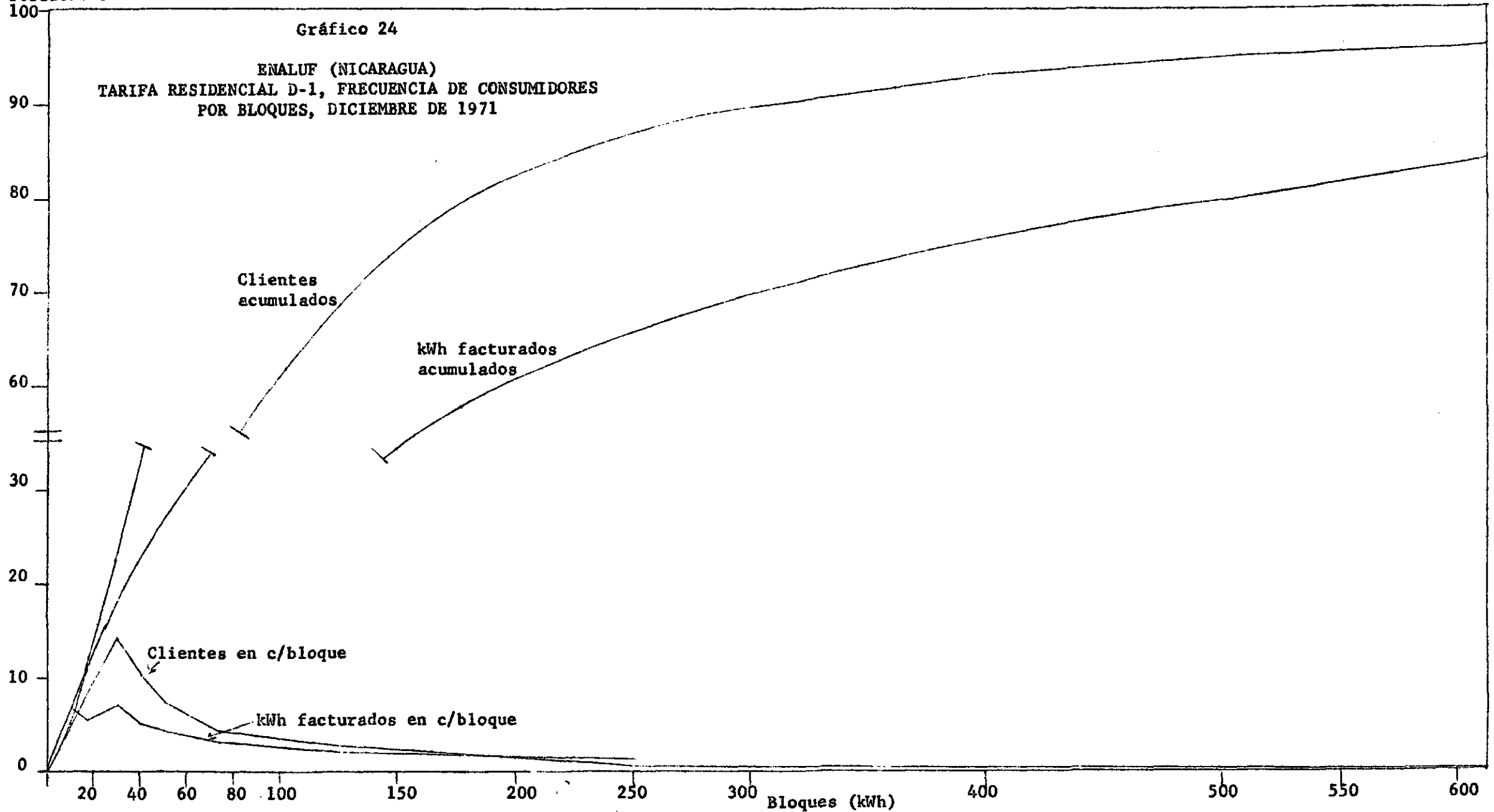
Bloques (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Ingreso	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 50	40.93	40.93	27.14	27.14	32.69	32.69
51 - 250	45.77	86.70	38.36	65.50	40.92	73.61
251 - 550	8.20	94.90	15.50	81.00	12.87	86.48
Más de 550	5.10	100.00	19.00	100.00	13.52	100.00

Nota: Cálculos basados en información suministrada por la ENALUF.

Porcientos

Gráfico 24

ENALUF (NICARAGUA)
TARIFA RESIDENCIAL D-1, FRECUENCIA DE CONSUMIDORES
POR BLOQUES, DICIEMBRE DE 1971



Tarifa (cts.
de dólar/kWh)

Bloques (kWh)

18

50

250

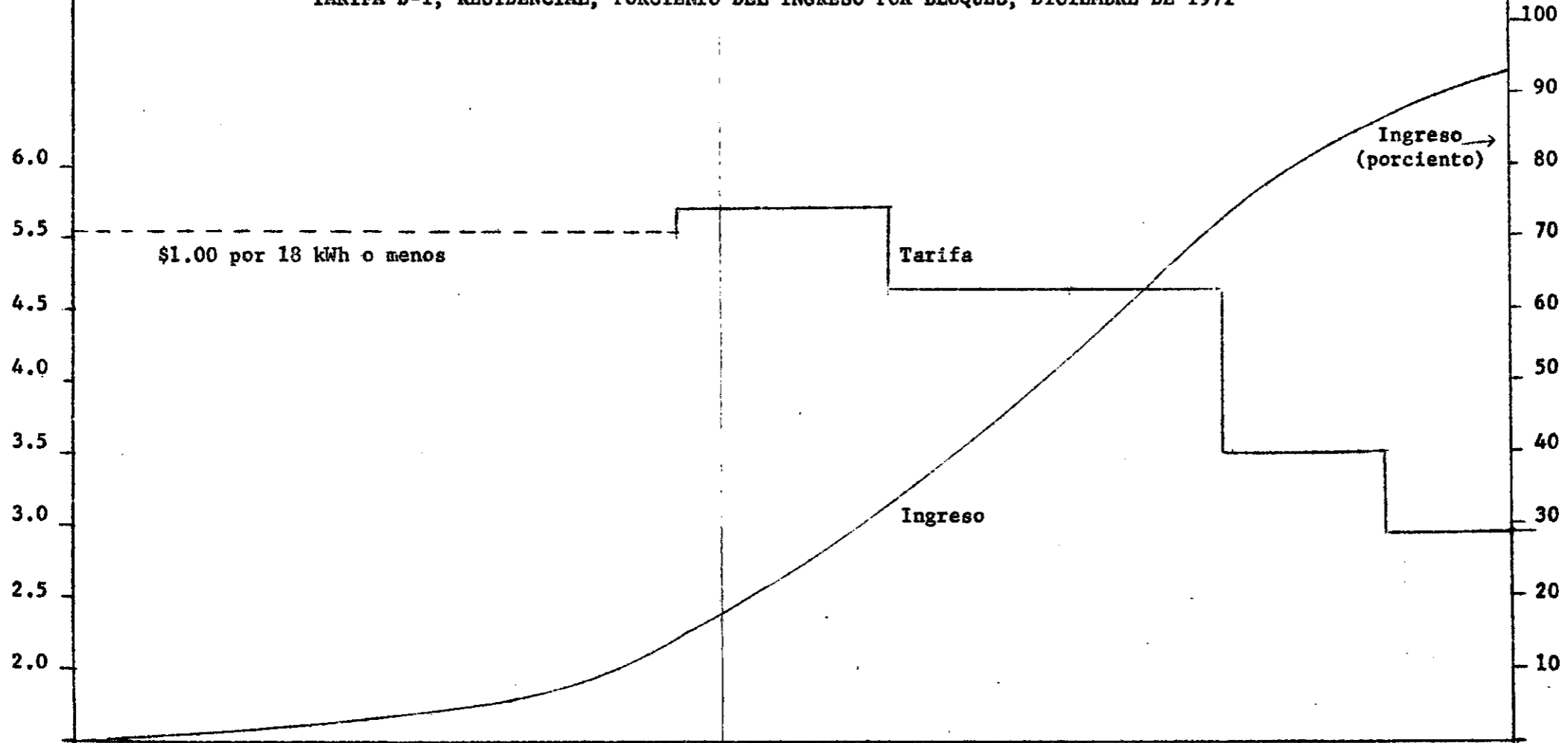
550

1 000

Gráfico 25

ENALUF (NICARAGUA)

TARIFA D-1, RESIDENCIAL, PORCIENTO DEL INGRESO POR BLOQUES, DICIEMBRE DE 1971



\$1.00 por 18 kWh o menos

Tarifa

Ingreso

Ingreso
(porcentaje)

Al analizar los datos para diciembre de 1971, se observa que el 87 por ciento de los clientes consumió menos de 250 kWh y, por lo tanto, pagó precios de 5.2 centavos por kWh o mayores. El 74 por ciento del ingreso correspondió a estos primeros bloques, donde se facturó el 66 por ciento de la energía y el 26 por ciento, a los dos últimos bloques, que sólo incluyeron el 13 por ciento de los clientes que consumieron el 35 por ciento de la energía que se facturó a precios entre 4 y 3.43 centavos por kWh. (Véanse los gráficos 24 y 25.)

E. Costa Rica

1. Tarifas

a) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) (Gráfico 26)

i) Tarifa I. De bloques, para consumos mensuales hasta de 3 000 kWh. Uso general. Cargo mínimo: 1.20 dólares por 40 kWh o menos.

Precio del bloque más alto: 3 centavos/kWh

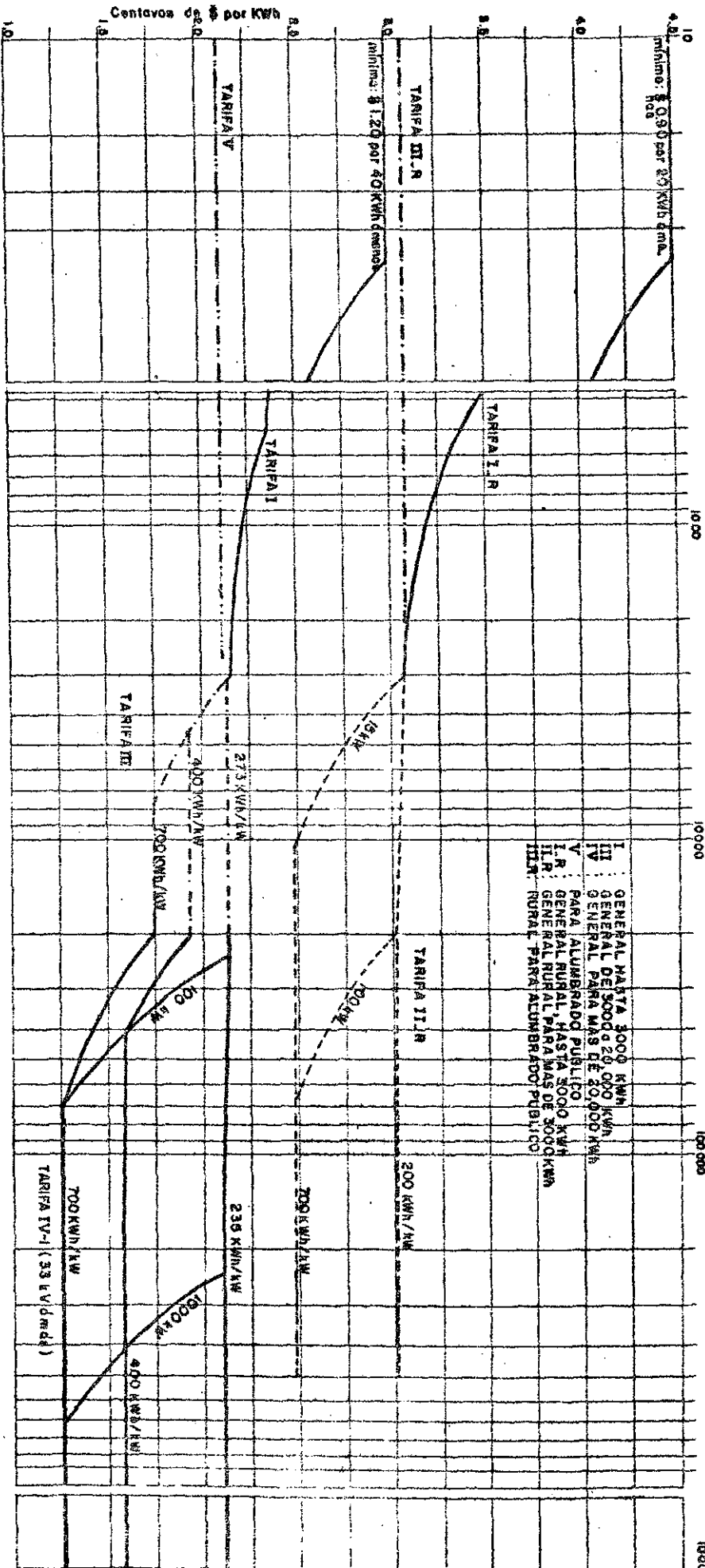
Precio del bloque más bajo: 2.11 centavos/kWh

ii) Tarifa III. De doble cargo para consumos mensuales entre 3 001 y 20 000 kWh en servicio de alta tensión.

Esta tarifa es continuación de la anterior para factores de carga del orden de 273 kWh/kW. Los precios oscilan entre 2.14 y 1.75 centavos por kWh para 273 y 300 kWh/kW, respectivamente.

iii) Tarifa IV. De doble cargo, para consumos mensuales superiores a 20 000 kWh. Se divide en dos partes: una para servicio a 33 000 voltios o más y otra para servicio inferior a 33 000 voltios. Los niveles de precios de la primera varían entre 2.14 y 1.26 centavos por kWh para factores de carga de 230 y 700 kWh/kW, respectivamente, los de la segunda fluctúan entre 2.37 y 1.38 centavos/kWh, lo que significa un aumento aproximado del 10 por ciento con respecto a los precios promedio de la anterior.

GRAFICO 35
COSTA RICA
 ESTRUCTURA TARIFARIA



I : GENERAL MATTIA 3000 KWH
 II : GENERAL DE 20.000 KWH
 III : GENERAL PARA MAS DE 20.000 KWH
 IV : PARA ALUMBRADO PUBLICO
 V : GENERAL RURAL HASTA 3000 KWH
 I.R. : GENERAL RURAL PARA MAS DE 3000 KWH
 I.I.R. : RURAL PARA ALUMBRADO PUBLICO

iv) Tarifa V. Alumbrado público. El precio promedio por kWh consumido es de 2.12 centavos.

v) Tarifas de las Cooperativas de Electrificación Rural. El ICE ha obtenido aprobación para aplicar, en zonas de electrificación rural, niveles de precios más elevados que los de las tarifas anteriores; pero siguiendo la tendencia de clasificar los clientes por bloques de consumo para efectos de facturación.

1) Tarifa I. De bloques, Uso general para consumos mensuales hasta de 3 000 kWh:

Cargo mínimo 90 centavos por 20 kWh o menos

Precio del bloque más alto: 4.51 centavos/kWh

Precio del bloque más bajo: 3.01 centavos/kWh

2) Tarifa II. De doble cargo para consumos mensuales superiores a 3 000 kWh. Servicio en alta tensión.

Esta tarifa es continuación de la anterior para factores de carga del orden de 200 kWh/kW, con precio promedio de 3.07 centavos/kWh. El precio correspondiente a 700 kWh/kW es de aproximadamente 2.48 centavos/kWh.

3) Tarifa para alumbrado público.

El precio promedio por kWh consumido es de 3.08 centavos.

b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). (Gráfico 27).

Las tarifas de esta empresa para consumos residencial y comercial se aplican a bloques que se determinan por el número de cuartos de las casas (mínimo 4) y de los tomacorrientes de los comercios.

i) Tarifa residencial (Alumbrado y calefacción).

Cargo mínimo (4 cuartos): 1.02 dólares/mes

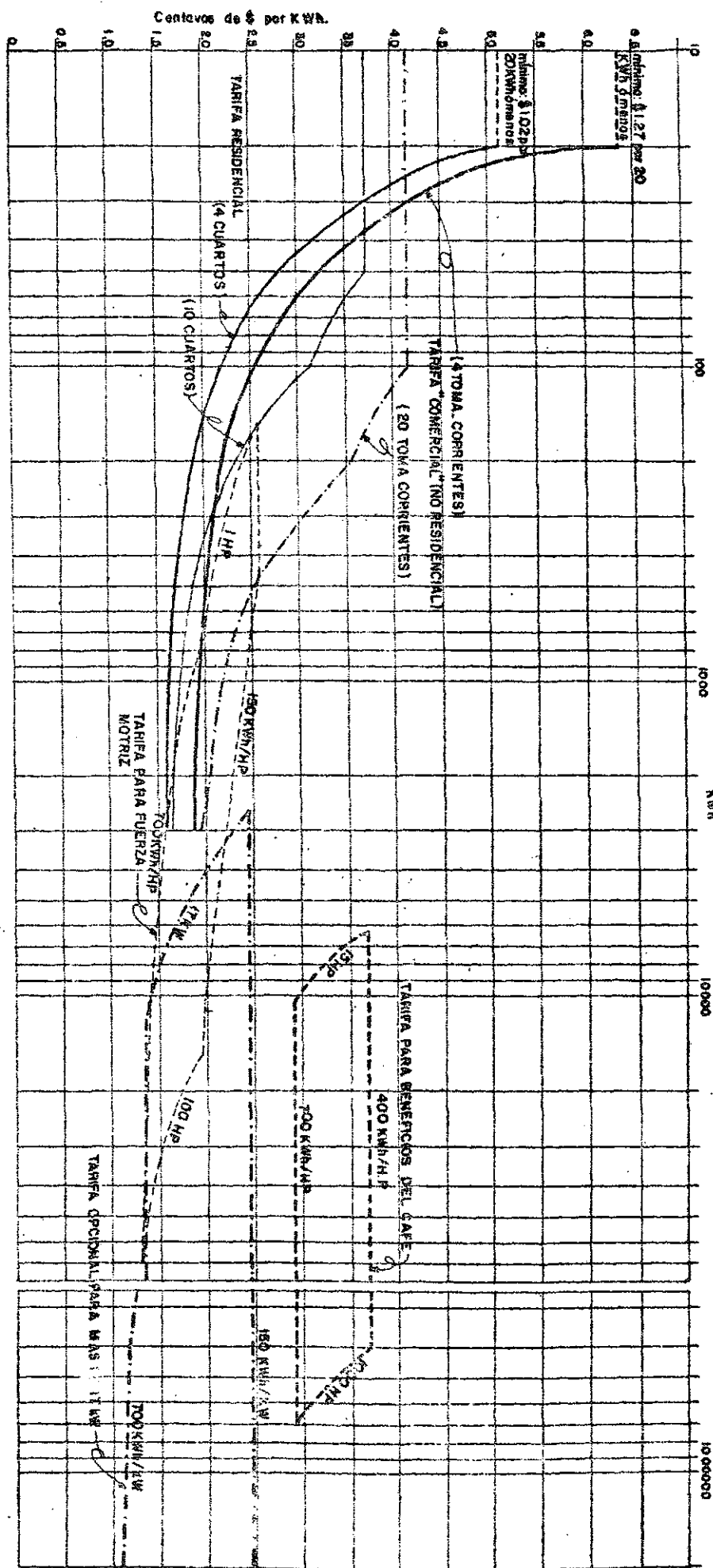
Precio del bloque más alto: 3.71 centavos/kWh

Precio del bloque más bajo: 1.59 centavos/kWh

Los precios promedio para residencias de 4 cuartos varían desde 5.11 hasta 1.61 centavos/kWh, para consumos de 20 y 3 000 kWh, respectivamente. Para residencias de 10 cuartos y consumos de 50 y 3 000 kWh, los precios oscilan entre 3.72 y 1.64 centavos/kWh, respectivamente.

/Gráfico 27

GRAFICO 87
CNFI
 ESTRUCTURA
 KWH
COSTA RICA
 TARIFARIA



ii) Tarifa comercial. (Alumbrado y calefacción para usos no residenciales)

Cargo mínimo (4 tomacorrientes): 1.27 dólares/mes

Precio del bloque más alto: 4.18 centavos/kWh

Precio del bloque más bajo: 1.86 centavos/kWh

Los precios promedio para comercios de 4 tomacorrientes fluctúan entre 6.35 y 1.89 centavos/kWh, para consumos de 20 y 3 000 kWh, respectivamente. Para establecimientos de 20 tomacorrientes y consumos de 100 y 3 000 kWh, los precios varían desde 4.18 hasta 1.98 centavos/kWh, respectivamente.

iii) Tarifa para fuerza motriz en general. Es una tarifa complicada cuyo primer bloque se calcula según la carga conectada en caballos de fuerza y su cuota mínima oscila entre 1.53 dólares/HP para instalaciones de 3 HP o menos y 1.02 dólares/HP para instalaciones de 26 HP en adelante.

Precio del bloque más alto: 3.71 centavos/kWh

Precio del bloque más bajo: 1.16 centavos/kWh

Los precios promedio fluctúan entre 2.60 y 1.34 centavos/kWh para cargas conectadas desde 1 hasta 100 HP y factores de carga de 150 y 700 kWh/HP, respectivamente.

iv) Tarifa opcional para servicios no residenciales y demanda máxima de 17 kW o más. Es una tarifa de doble cargo, con precios promedio que varían entre 2.48 y 1.09 centavos/kWh para consumos con factores de carga del orden de 150 y 700 kWh/kW, respectivamente. Cuando los transformadores son propiedad del cliente, se concede un descuento de 19.55 centavos/kWh de demanda de facturación.

v) Tarifa para periódicos. Es una tarifa de dos bloques, con las cuotas mínimas de la tarifa para fuerza motriz de 15 HP en adelante. Los precios promedio oscilan entre 3 centavos/kWh para consumos de 650 kWh y 1.87 centavos/kWh para consumos de 50 000 kWh en adelante.

/vi) Tarifa

vi) Tarifa para beneficios de café. Cuenta también con dos bloques y aplica las cuotas mínimas de la tarifa para fuerza motriz de 15 HP en adelante. En el primero de los bloques se toma en cuenta la carga conectada en caballos de fuerza. Los precios promedio varían entre 3.71 y 2.92 centavos/kWh para consumos con factores de carga de 400 y 700 kWh/HP respectivamente.

vii) Tarifa para alumbrado público. Tarifa con cargos fijos mensuales que fluctúan, según el tamaño de las lámparas, de 25 centavos/mes para lámparas de 50 W a 2.03 dólares/mes para lámparas de 351 a 400 W. Los precios se duplican cuando se suministra el servicio de mantenimiento.

c) Comentarios generales

La estructura tarifaria del ICE es simple; las tarifas de uso general se aplican por bloques de consumo, tanto a consumidores urbanos como a rurales. La tarifa para consumos mayores de 20 000 kWh mensuales difiere según si el servicio se suministra a voltajes menores o mayores de 33 000 V; en el primer caso el precio de la energía vendida es 9 a 11 por ciento más elevado. (Véase el cuadro 24).

El ICE aplica niveles de precios más altos en las zonas de electrificación rural, siguiendo el principio de vender al costo.

De acuerdo con la información disponible, en 1969 el ICE vendió a la CNFL 357 GWh a un precio promedio de 1.82 centavos/kWh, facturados bajo la tarifa IV. En 1970, la venta fue de 394 GWh a 1.86 centavos/kWh.

Al contrario de las tarifas del ICE, las de la CNFL son de tipo convencional (residencial, comercial, fuerza motriz), que establecen bloques de consumo por el número de cuartos, tomacorrientes y caballos de fuerza contratados. Este sistema no es muy usual en la actualidad por los múltiples problemas que ocasiona la aplicación de una tarifa diferente a cada número distinto de cuartos o tomacorrientes. La tarifa opcional para demandas mayores de 17 kW a que se ha hecho referencia es más apropiada para las tendencias modernas.

En las tarifas residencial y comercial, los clientes que consumen menos del mínimo establecido pagan un precio promedio por kWh, muy alto

Cuadro 24

ICE, TARIFA IV: COMPARACION DE PRECIOS PROMEDIO

(Centavos por kWh)

Consumo (kWh/kW)	Servicio a 33 kV o más			Servicio a menos de 33 kV		
	50 kW	100kW	1 000 kW	50 kW	100 kW	1 000 kW
235	-	2.14	2.11	-	2.37	2.31
273	-	1.96	1.93	-	2.17	2.12
300	-	1.86	1.83	-	2.05	2.01
400	1.94	1.60	1.58	2.14	1.76	1.73
500	1.71	1.44	1.43	1.89	1.59	1.57
600	1.57	1.34	1.33	1.73	1.48	1.45
700	1.46	1.27	1.26	1.61	1.39	1.38

Nota: Cálculos basados en la tarifa IV del ICE.

debido a que las cuotas para el cargo mínimo son elevadas. Para consumos superiores, los precios aumentan con el número de cuartos o tomacorrientes. La tarifa de fuerza motriz ofrece precios inferiores a la opcional y se traslapa con ésta y con la residencial, la comercial y la especial para periódicos. La que se aplica a los beneficios de café tiene precios dos veces mayores que los ofrecidos por la tarifa opcional.

En general, esta empresa tiene una estructura tarifaria complicada, con más tarifas de las necesarias y sin continuidad en los precios.

2. Frecuencia de consumidores e ingreso

a) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

En el mes de septiembre de 1971 se facturaron bajo la tarifa I 4.6 GWh consumidos por 26 288 clientes (175 kWh/cliente). (Véanse los gráficos 28 y 29 y el cuadro 25.)

/Cuadro 25

Cuadro 25

ICE, TARIFA I: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES E INGRESO, POR BLOQUE
 SEPTIEMBRE DE 1971

(Porcientos)

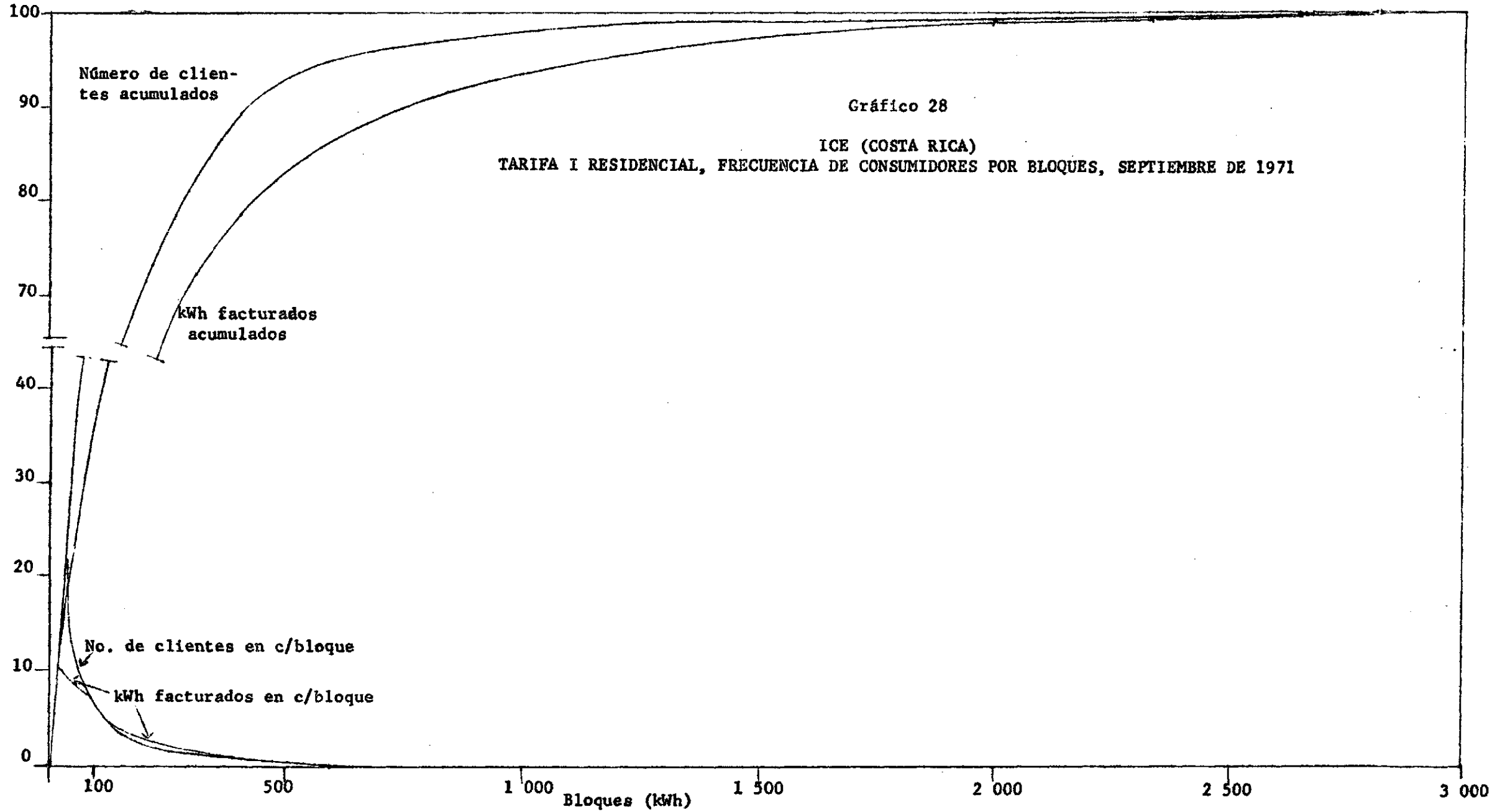
Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Ingreso	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 50	37.20	37.20	23.65	23.65	31.91	31.91
51 - 500	56.00	93.20	59.87	83.52	50.15	82.06
500 - 3000	6.80	100.00	16.48	100.00	17.94	100.00

Nota: Cálculos basados en información suministrada por el ICE.

En esta tarifa el 70 por ciento de los clientes consumió menos de 185 kWh a precios superiores a 2.29 centavos/kWh. El total de la energía facturada generó el 62 por ciento del ingreso. El último bloque agrupó aproximadamente al 7 por ciento de los clientes; en él se facturó el 15 por ciento de la energía y se obtuvo el 18 por ciento del ingreso. El 93 por ciento del total de los clientes pagó precios superiores a 2.29 centavos/kWh y el 37 por ciento, 3 centavos/kWh (consumos menores de 50 kWh).

Resulta interesante observar que en ese mismo mes el 99 por ciento de los clientes del ICE (26 288) tuvo consumos inferiores a 3 000 kWh y que el uno por ciento restante (298), con consumos superiores a esa cifra, adquirió más de la mitad de la energía. (Véase el cuadro 26.)

Porcientos



Tarifas (cts.
de dólar/kWh)

Bloques (kWh)

40 50

100

200

500

1 000

3 000

Gráfico 29

ICE (COSTA RICA)

TARIFA I RESIDENCIAL, PORCIENTO DEL INGRESO POR BLOQUES, SEPTIEMBRE DE 1971

Ingreso
(por-
ciento)
100

90

80

70

60

50

40

30

20

10

0

3.5

3.0

2.5

2.0

1.5

1.0

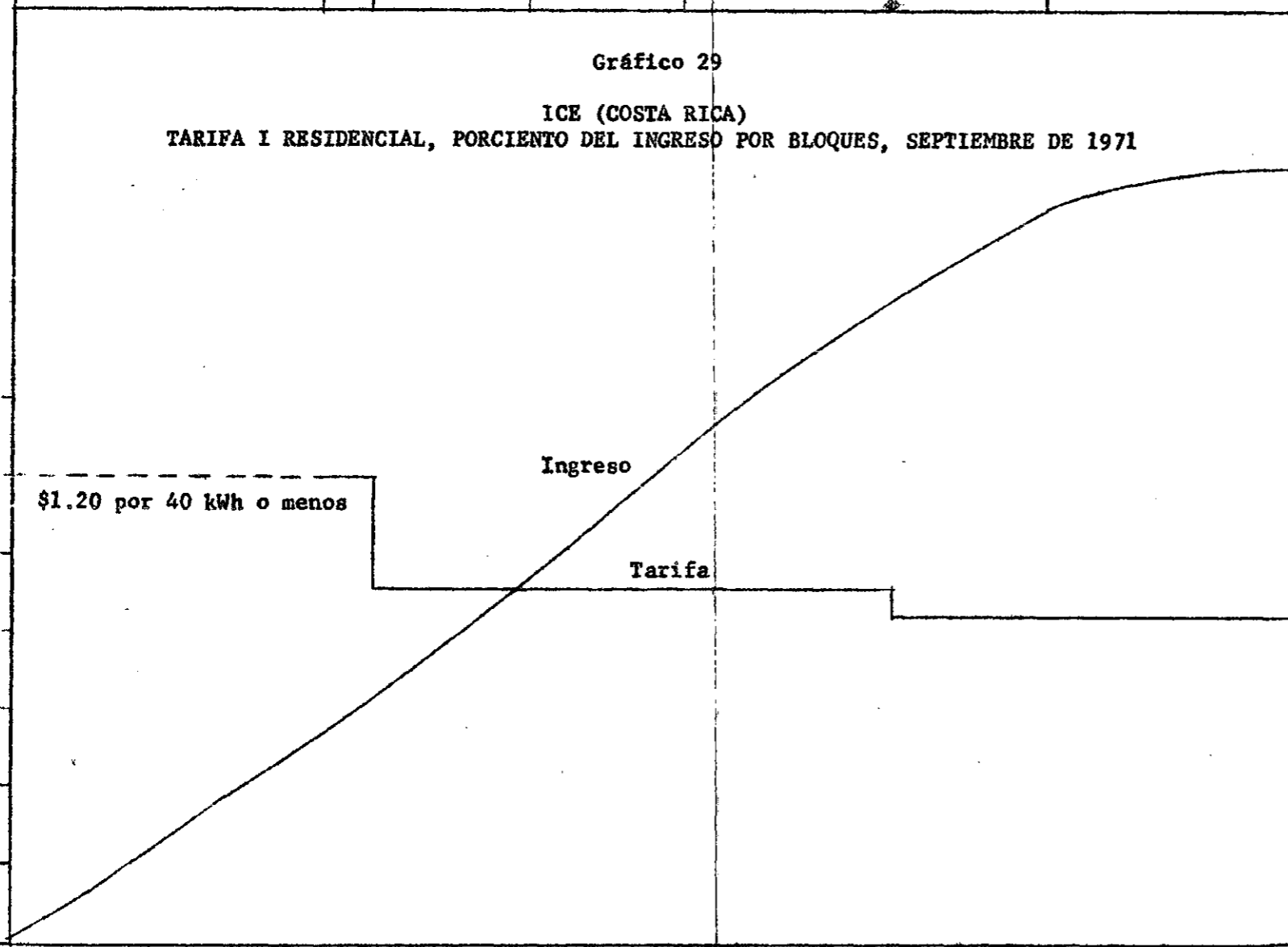
0.5

0

Ingreso

Tarifa

\$1.20 por 40 kWh o menos



Cuadro 26

ICE: TOTAL DE CLIENTES Y CONSUMO SEPTIEMBRE, 1971

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo	
	Número	Por ciento	kWh	Por ciento
0 - 3 000	26 288	98.88	4 588 439	48.75
Más de 3 000	298	1.12	4 824 117	51.25
<u>Total</u>	<u>26 586</u>	<u>100.00</u>	<u>9 412 556</u>	<u>100.00</u>

Fuente: Información suministrada por el ICE.

b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

En el mes de marzo de 1972, la CNFL facturó a 92 671 clientes 31.34 GWh con la tarifa residencial (un consumo promedio de 338 kWh por cliente) a un precio promedio de 1.95 centavos/kWh. Llama la atención que el 84 por ciento del consumo se facturó en el bloque de 0 a 500 kWh y que en este bloque se encuentra el 84 por ciento del total de clientes. En esta tarifa aproximadamente el 60 por ciento de los clientes tuvieron consumos menores al promedio. (Véanse el gráfico 30 y el cuadro 27.)

Cuadro 27

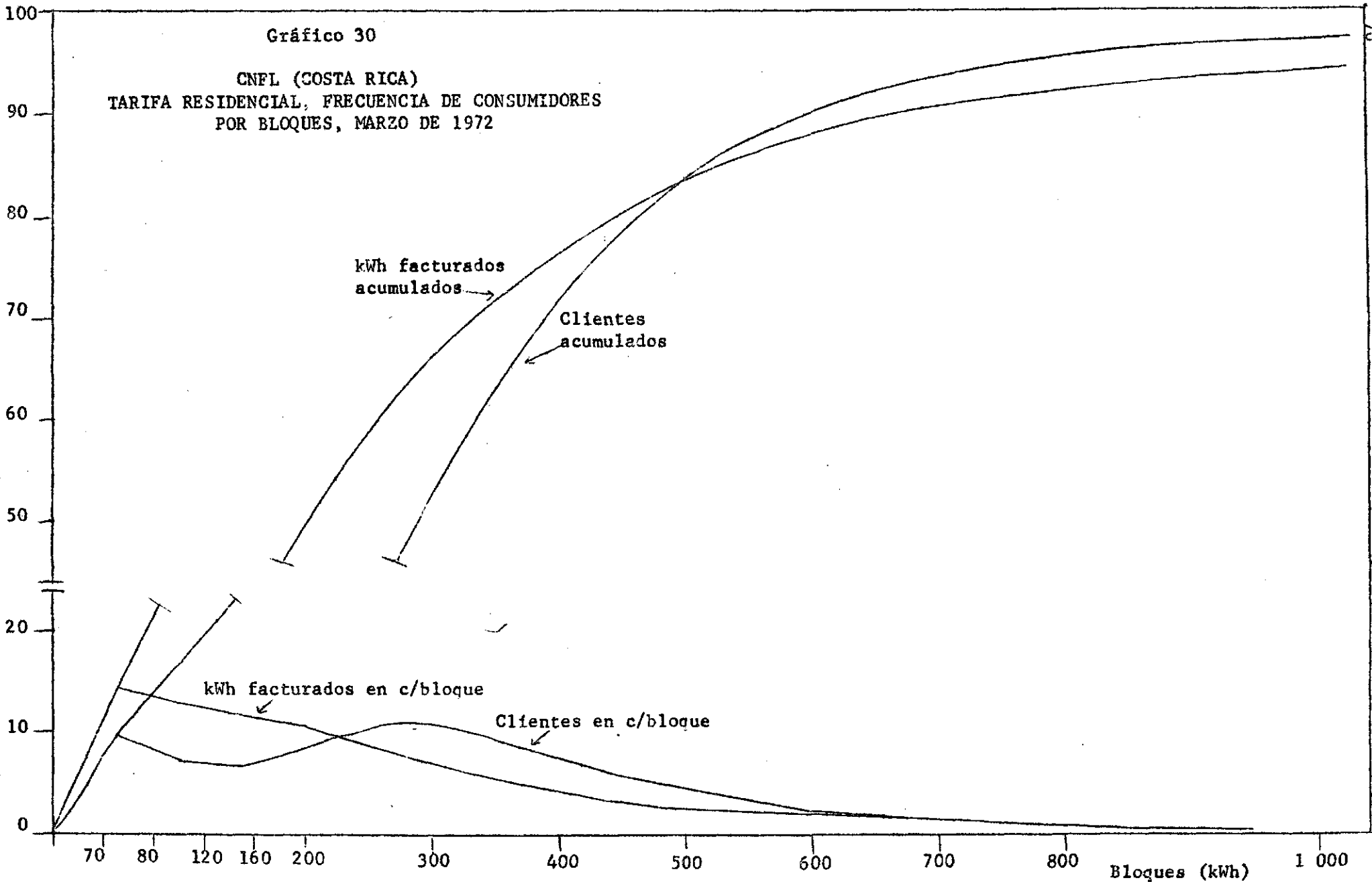
CNFL, TARIFA RESIDENCIAL: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR BLOQUES, MARZO DE 1972

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 20	3.03	3.03	5.84	5.84
21 - 100	13.89	16.92	21.11	26.95
101 - 300	36.38	53.30	39.49	66.44
301 - 500	30.32	83.62	17.36	83.80
501 - 1 000	13.52	97.14	10.25	94.05
Más de 1 000	2.86	100.00	5.95	100.00

Nota: Cálculos basados en información suministrada por la CNFL.

Porcientos



17 883

En ese mismo mes, bajo la tarifa comercial (o "no residencial") 9 332 clientes consumieron un promedio de 999 kWh cada uno (9.3 GWh de consumo total). El precio promedio fue de 2.70 centavos/kWh. (Véanse el gráfico 31 y el cuadro 28.) El 78 por ciento de los clientes consumió menos del promedio y aproximadamente la tercera parte de la energía se facturó en el último bloque (más de 3 000 kWh) al 6 por ciento de los clientes de esta tarifa. Es interesante observar que el porcentaje de abonados que se facturó en el primer bloque (0 a 20 kWh) y que, por lo tanto, pagó mensualmente la cantidad de 1.27 dólares (cargo mínimo) es superior en esta tarifa (7.65 por ciento) que en la residencial (3.03 por ciento) en la que el cargo mínimo es de 1.02 dólares/mes.

Como esta tarifa toma en cuenta el número de cuartos o tomacorrientes de cada usuario, no fue posible determinar los porcentajes de ingreso por la energía facturada en cada bloque; sin embargo, gracias a la información suministrada por la CNFL sobre los montos pagados por los abonados que se encuentran dentro de cada bloque, se pudieron obtener los precios promedio por kWh que pagan los clientes de ambas tarifas, según el bloque de consumo en que se encuentre. Dichos precios varían de 9.24 a 1.71 centavos/kWh en la tarifa residencial y de 22.13 a 2.41 centavos kWh en la no residencial. Los precios más altos de las dos tarifas se reducen en el segundo bloque (21 a 30 kWh) a 4.24 y 6.62 centavos/kWh, respectivamente. (Véase el gráfico 32.)

Cuadro 28

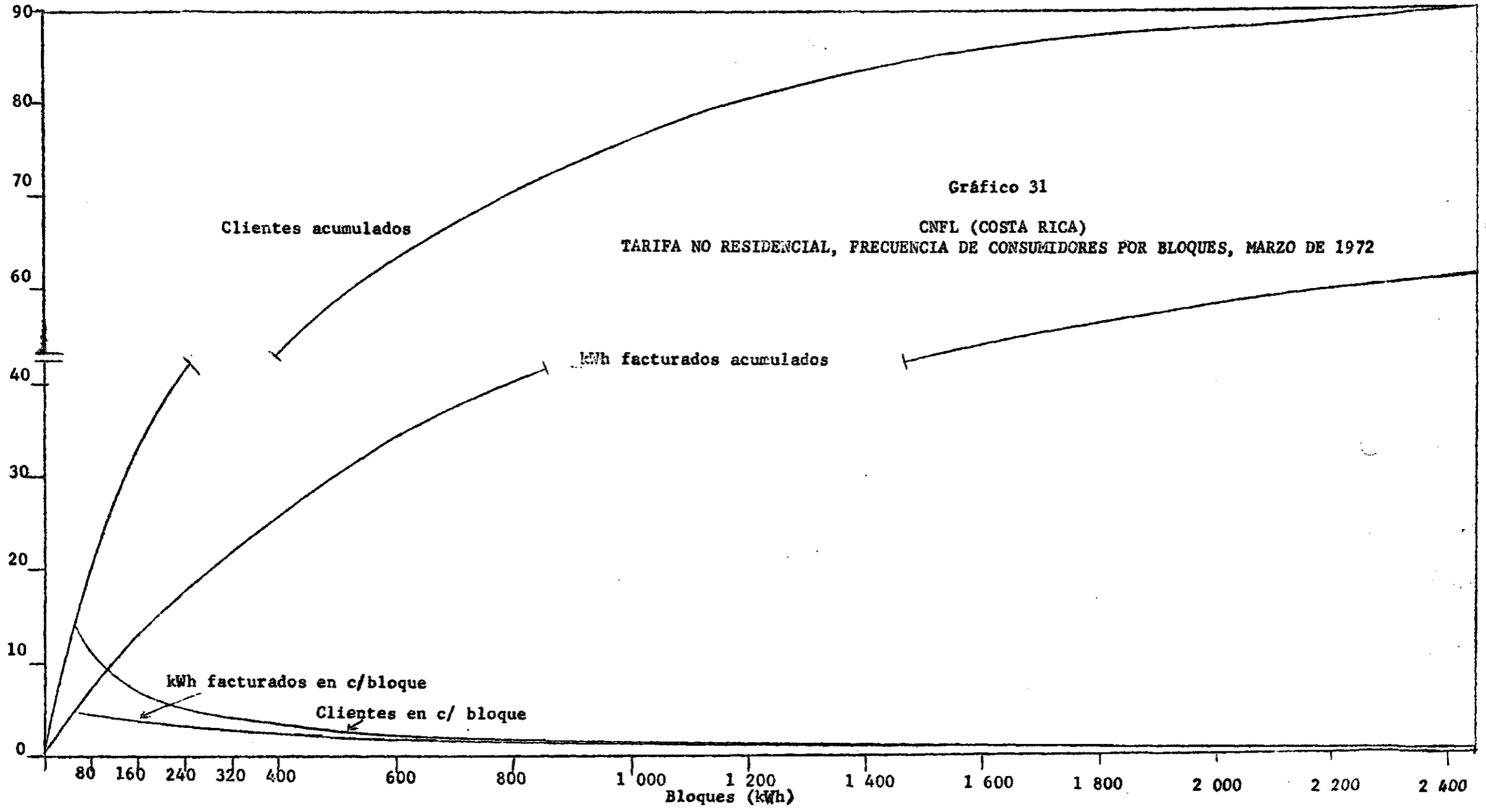
CNFL, TARIFA NO RESIDENCIAL: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES POR BLOQUES, MARZO DE 1972

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado	
	En cada bloque	Acumulado	En cada bloque	Acumulado
0 - 20	7.65	7.65	1.91	1.91
21 - 100	16.89	24.54	6.68	8.59
101 - 500	35.41	59.95	21.81	30.40
501 - 1 000	18.09	78.04	14.85	45.25
1 001 - 3 000	16.32	94.36	22.31	67.56
Más de 3 000	5.64	100.00	32.44	100.00

Nota: Cálculos basados en información de la CNFL.

Porcientos



Cts./kWh

22.13

9.24

7.0

6.5

6.0

5.5

5.0

4.5

4.0

3.5

3.0

2.5

2.0

1.5

Gráfico 32

CNFL (COSTA RICA)

TARIFAS RESIDENCIAL Y NO RESIDENCIAL, PRECIOS PROMEDIO POR BLOQUES, MARZO DE 1972

Tarifa no residencial

Tarifa residencial

Bloques (kWh)

10

20

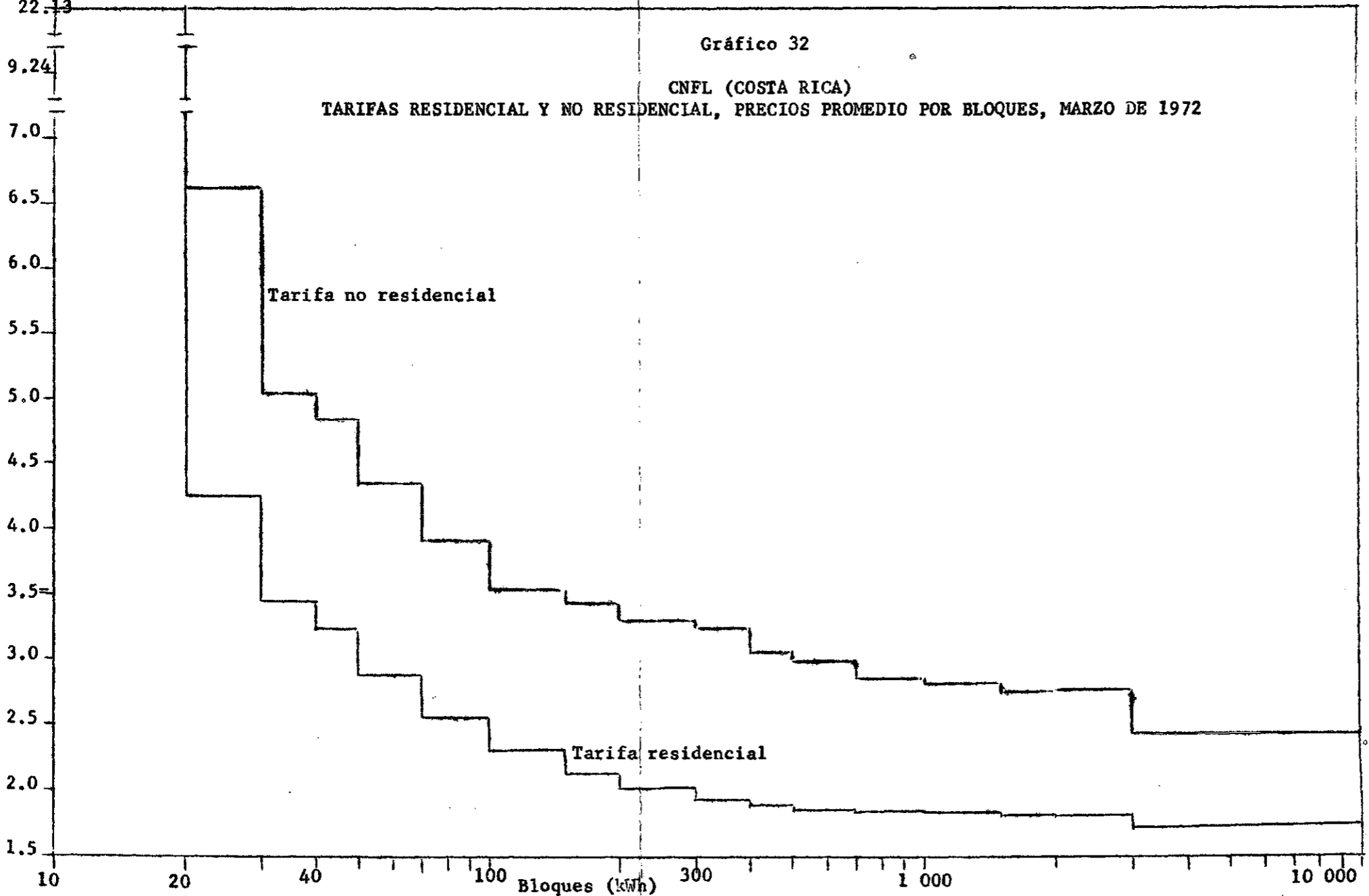
40

100

300

1 000

10 000



F. Panamá1. Tarifasa) Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) (gráfico 33)

i) Tarifa regular (número 11). Por medidor de kWh. Cargo mínimo: \$1.00 por 10 kWh. Es una tarifa de 6 bloques, cuyos precios varían desde 10 hasta 4.6 centavos por kWh.

ii) Tarifa opcional para servicio eléctrico general (número 51). A voltaje primario. Es una tarifa de doble cargo, para consumos superiores a 20 000 kWh y demandas hasta de 10 000 kW. Sus precios oscilan entre 3.38 y 2.90 centavos, por kWh, para factores de carga del orden de 200 kWh/kW y entre 2.39 y 1.90 centavos por kWh para 700 kWh/kW.

iii) Tarifa para servicio eléctrico general (número 52). A voltaje primario. Tarifa de doble cargo para demandas mayores de 10 000 kW que presenta continuidad con la anterior. Sus precios fluctúan entre 2.89 y 2.24 centavos por kWh para 200 kWh/kW y entre 1.71 y 1.23 centavos por kWh para 700 kWh/kW, calculados para demandas entre 11 000 y 100 000 kW.

iv) Tarifa para alumbrado público (número 61). Aplica cargos fijos mensuales por cada lámpara conectada que oscilan entre \$3.25 y \$4.90 según el tipo de lámpara (fluorescente, incandescente, etc.) y la potencia nominal de la misma.

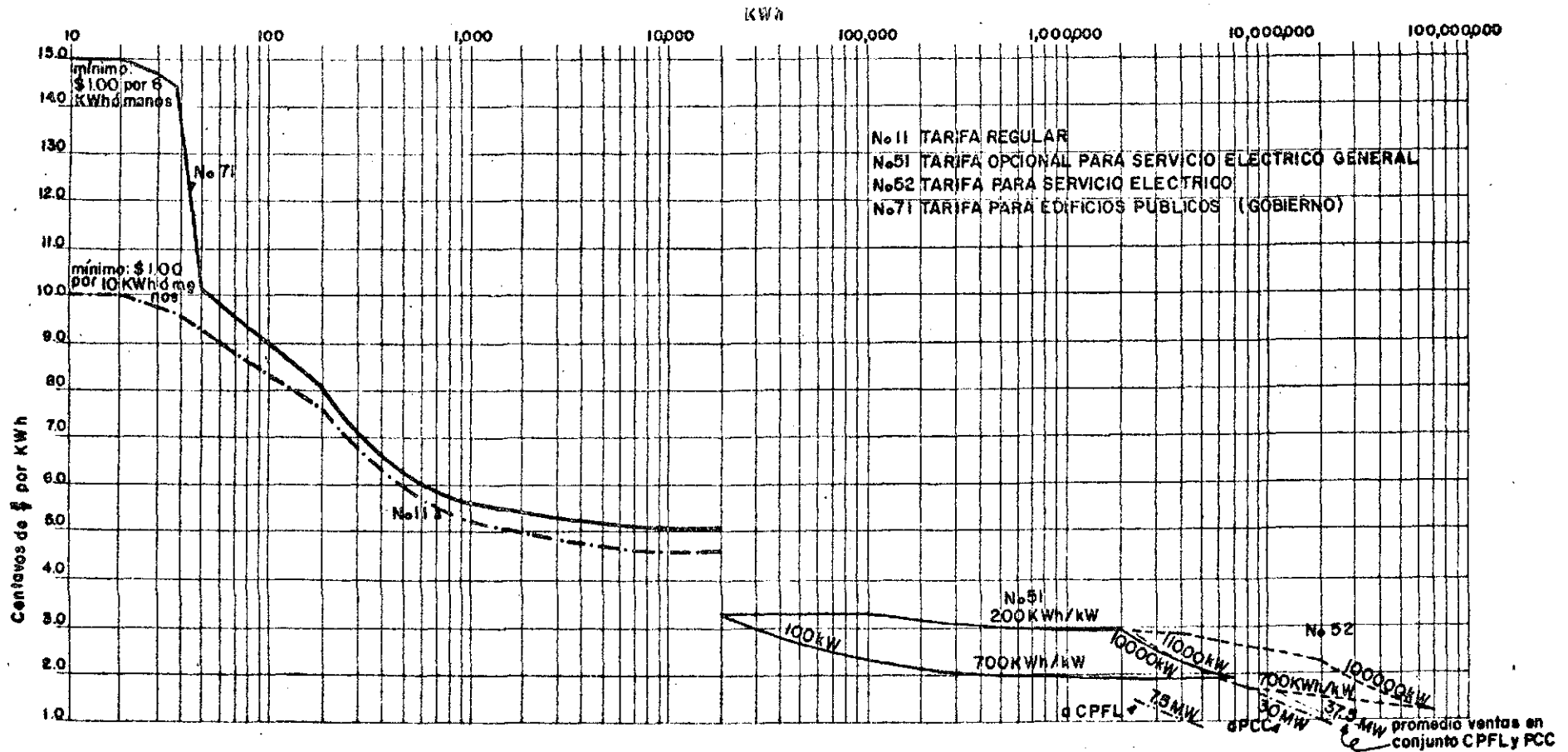
v) Tarifa para edificios públicos (número 71). Por contrato especial con el gobierno, el IRHE aplica a los edificios públicos una tarifa similar a la número 11, aunque de un nivel de precios más elevado, especialmente para consumos menores de 50 kWh. Sus características son las siguientes:

Cargo mínimo	1.00 dólar
Precio del bloque más alto	15.0 centavos por kWh
Precio del bloque más bajo	5.0 centavos por kWh
Número de bloques	siete

GRAFICO 33

IRHE - PANAMA

ESTRUCTURA TARIFARIA



vi) Tarifas por contratos especiales (ventas en bloque)

1) IRHE-PCC. El IRHE factura a la Compañía del Canal de Panamá una cuota fija por demanda de \$111 000.00 mensuales por 30 MW a \$3.70 por kW, y un cargo por energía consumida de 0.421 centavos por kWh.

Los precios promedio varían, para 30 MW de demanda, entre 1.65 y 0.95 centavos por kWh, para factores de carga de 300 y 700 kWh/kW, respectivamente.

2) IRHE-CPFL. A la Compañía Panameña de Fuerza y Luz se le facturan 7.5 MW de demanda a \$3.30 por kW, lo que equivale a una cuota fija mensual de \$24 750.00. El cargo adicional por energía consumida es de 0.376 centavos por kWh.

Los precios promedio de esta tarifa fluctúan entre 1.48 y 0.85 centavos por kWh, para factores de carga de 300 y 700 kWh/kW respectivamente y una demanda de 7.5 MW.

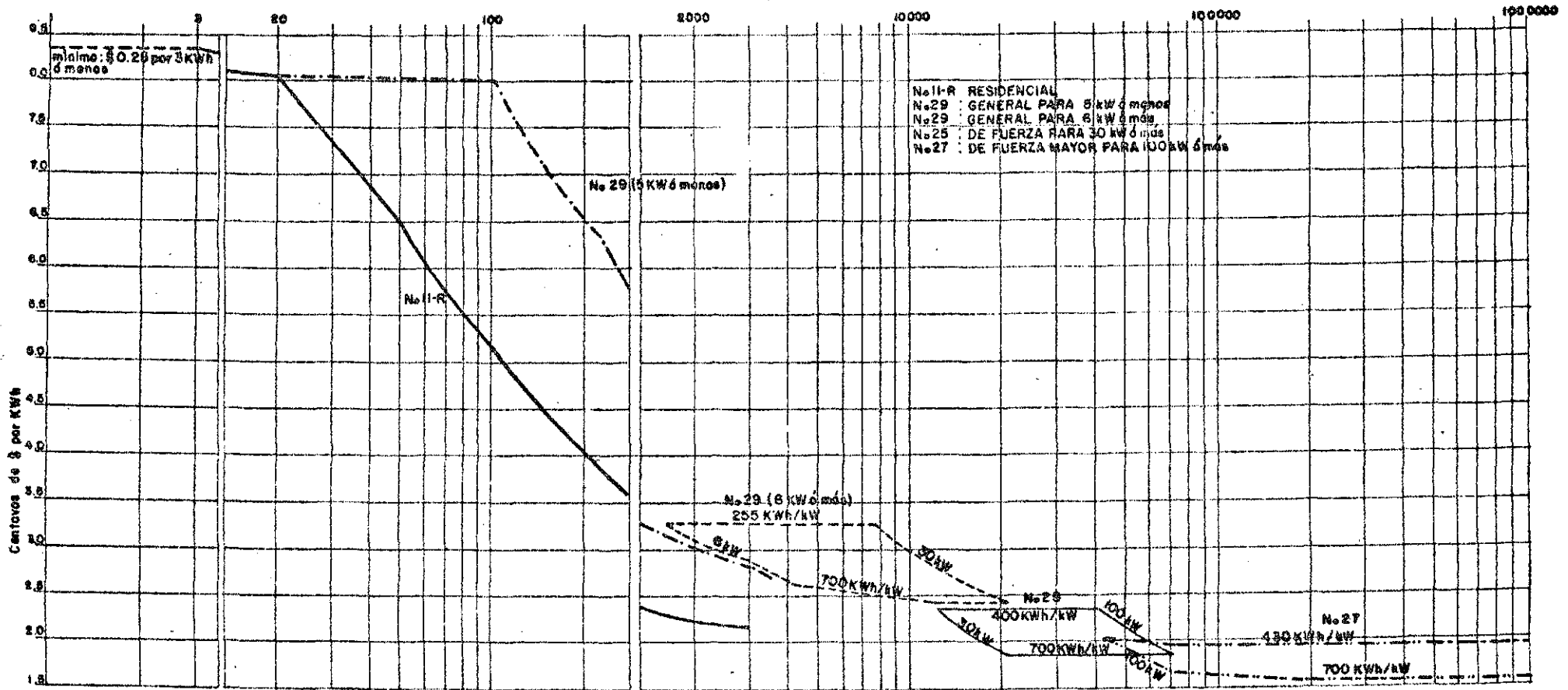
b) Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL) (gráfico 34)

i) Tarifa residencial (número 11-R). Es una tarifa de 7 bloques. El precio del primero es de 8.33 centavos por kWh y el del más bajo de 2 centavos por kWh.

ii) Tarifa para servicio eléctrico general (número 29). Tiene dos niveles; uno para demandas iguales o inferiores a 5 kW y otro para demandas de 6 kW o más. Los precios promedio del primero varían desde 8.33 hasta 2.73 centavos por kWh, para consumos de 3 y 3 500 kWh respectivamente. En el segundo nivel, los precios promedio oscilan entre 3.31 y 3.29 centavos por kWh para factores de carga de 225 kWh/kW y entre 2.67 y 2.47 centavos por kWh para 700 kWh/kW. Ambas tarifas son de 6 bloques para servicio a voltaje secundario.

iii) Tarifa para servicio eléctrico de fuerza (número 25). Tarifa de doble cargo y a voltaje primario que se aplica a cargas mayores de 30 kW. Los precios promedio por kWh varían entre 2.39 y 1.88 centavos, para 400 y 700 kWh/kW, respectivamente.

GRAFICO 34
CPFL PANAMA
ESTRUCTURA TARIFARIA
 KWh



iv) Tarifa para servicio eléctrico de fuerza mayor (número 27).

También es de doble cargo y a voltaje primario, aplicable a cargas mayores de 100 kW. Sus precios fluctúan entre 2.11 y 1.99 centavos por kWh para factores de carga de 400 kWh/kW y entre 1.68 y 1.57 centavos por kWh para 700 kWh/kW.

v) Tarifas por contrato especial

1) La CPFL vende al IRHE 1 000 kW, 800 en la Planta de las Minas y 200 en la carretera Boyd-Roosevelt. El precio de los primeros es un 10 por ciento mayor que el precio de venta IRHE-CPFL; en el caso de los 200 kW el recargo es del 40 por ciento.

2) La energía que se requiere para el arranque de la Planta Las Minas la compra el IRHE a la CPFL al mismo precio promedio por kWh que esta última pagó al IRHE durante los seis meses anteriores.

c) Comentarios generales

Con excepción de la tarifa de la ENEE de Honduras para sistemas aislados, las tarifas del IRHE son las más elevadas de la región y presentan diferencias apreciables entre los niveles de precios de los bloques más altos y más bajos, en especial en la tarifa para edificios públicos (gubernamental).

Esta empresa ha simplificado notablemente su estructura tarifaria durante los últimos meses, al eliminar ciertas tarifas que se aplicaban a consumidores entre 60 y 20 000 kWh y sustituirlas con la tarifa regular. Existe, sin embargo, una diferencia apreciable entre el nivel de 4.64 centavos por kWh de la tarifa regular para consumos de 20 000 kWh, y el de la tarifa general opcional, cuyo precio para dicho consumo es de 3.38 centavos por kWh.

En la actualidad las tarifas del IRHE se aplican en forma general por niveles de consumo, sin discriminación en cuanto al tipo de cliente. La tarifa regular, no obstante, se denominaba hasta hace poco "tarifa residencial", y aún se clasifican los clientes de esta empresa como residenciales, comerciales, industriales, etc.

Como se indicó en el inciso a) anterior, el IRHE ha otorgado contratos especiales a la Compañía del Canal y a la CPFL, en los que se fijan tarifas diferentes para la venta de potencia y energía. Aunque la tarifa para la Compañía del Canal es ligeramente más alta que la que se aplica a la CPFL la diferencia (0.40 centavos por kW y 0.045 centavos por kWh), la abona el IRHE a la CPFL por el uso de sus sistemas de transmisión para entregar la energía a la Compañía del Canal.

El IRHE vendió en 1969, 49 GWh a la CPFL y 75 GWh a la Compañía del Canal, a precios promedio de 0.77 y 1.56 centavos por kWh, respectivamente. En 1970, las ventas a la CPFL ascendieron a 132 GWh, a un precio promedio de 0.60 centavos por kWh, y las que se efectuaron a la Compañía del Canal alcanzaron los 83 GWh, a 2.02 centavos el kWh. Los precios promedio a estas dos empresas fueron 1.24 centavos por kWh en 1969 y 1.16 centavos en 1970, ambos los más reducidos de la región.

La Compañía Panameña de Fuerza y Luz posee también un nivel de tarifas relativamente elevado, en especial en los consumos bajos de la tarifa residencial, y las diferencias entre los bloques más altos y más bajos de dicha tarifa son apreciables (6.33 centavos por kWh).

La tarifa general número 29 para demandas de 5 kW o menos resulta notablemente más alta que la tarifa residencial a partir de 20 kWh, y presenta continuidad con el nivel de 6 kW o más. La tarifa de fuerza mayor número 27 llega a fijar precios mínimos del orden de 1.6 centavos por kWh.

A excepción de la tarifa 11-R para servicios residenciales, las tarifas de la CPFL se aplican según la demanda conectada de los clientes, sin discriminación en cuanto al tipo de usuario (comercial, industrial, etc.). En consecuencia, existen la tarifa general hasta 5 kW y la de 6 a 30 kW, la tarifa de fuerza, aplicable desde 30 hasta 100 kW y, finalmente, la de fuerza mayor para cargas superiores a 100 kW.

La tarifa 11-R entró en vigencia en septiembre de 1969 en sustitución de la número 11 y significó una reducción de los precios para usos residenciales en los consumos superiores a 20 kWh.

Las tarifas de la CPFL no indican con exactitud lo que los clientes realmente pagan por el servicio eléctrico, pues como resultado de las

/medidas de

medidas de regulación adoptadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos (CNEEGT) de Panamá y en cumplimiento de acuerdos existentes entre la CPFL y el Gobierno, los usuarios disfrutaron en 1969-70 de una reducción en la cantidad de kWh consumidos y en el período 1971-72 de una rebaja de aproximadamente un 15.5 por ciento en el monto de cada factura básica. Este descuento será de 10.2 por ciento en el período 1972-73. Actualmente se encuentra en estudio un proyecto de la CNEECT que tiende a reducir ciertas tarifas de la CPFL.

2. Frecuencia de consumidores e ingreso

a) Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación

En agosto de 1969 el IRHE facturó a 14 731 clientes, bajo la tarifa residencial, un total de 1.09 GWh, es decir un promedio de 74 kWh por cliente. Dos años después, en el mes típico, el número de clientes residenciales fue de 23 270 y su consumo promedio subió a 86 kWh. (Véanse el gráfico 35 y el cuadro 29.)

El 25 por ciento de los clientes residenciales pagó la cuota mínima (\$1.00 por consumo de 0 a 10 kWh). En este bloque se facturó el 10 por ciento de la energía, del cual solamente el 1.5 por ciento correspondió al consumo de los clientes de este bloque; el 8.5 por ciento restante correspondió a los que consumieron más de 10 kWh. Por otro lado, el 73 por ciento de la energía se facturó en los bloques de 0 a 200 kWh, al que pertenecían el 93 por ciento de los clientes, a precios promedio superiores a 7.6 centavos por kWh.

Para el mismo mes de 1971, el total de clientes del IRHE ascendió a 26 196 (57 por ciento en relación con el aumento en agosto de 1969 que fue de 16 691). (Véase el cuadro 30.)

El 89 por ciento del total de clientes corresponde al grupo de consumidores residenciales, que compraron casi la mitad del consumo total; el 88 por ciento adquirió menos de 200 kWh y el 2 por ciento (en el último bloque) consumió el 45 por ciento de la energía y se le facturó el 32 por ciento del total de ventas. (Véase el cuadro 31.)

Porcientos

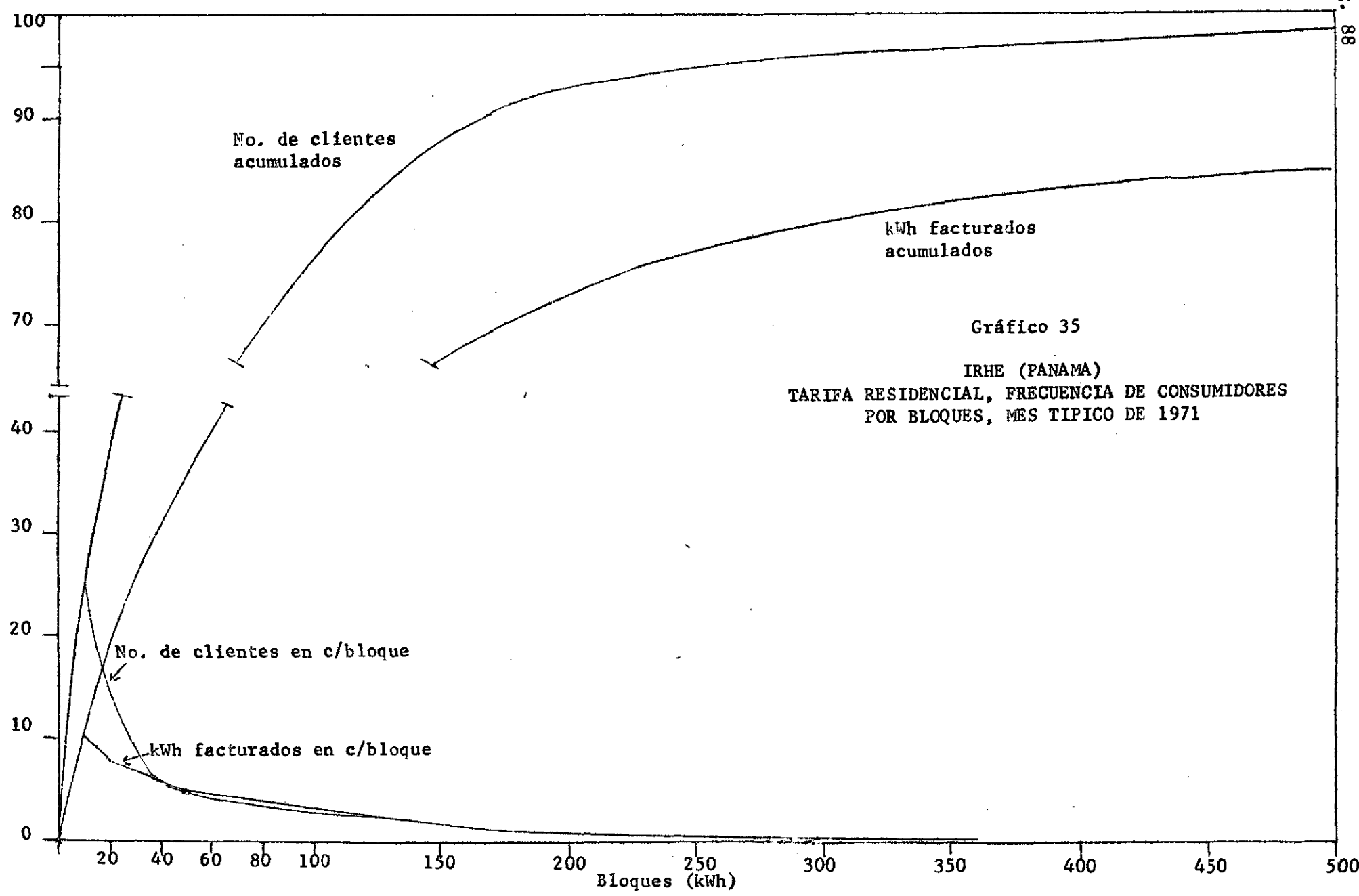


Gráfico 35

IRHE (PANAMA)
TARIFA RESIDENCIAL, FRECUENCIA DE CONSUMIDORES
POR BLOQUES, MES TIPICO DE 1971

Cuadro 29

IRHE, SECTOR RESIDENCIAL: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES,
 POR BLOQUES, MES TIPICO DE 1971

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado	
	En cada bloque	Acumu- lado	En cada bloque	Acumu- lado
0 - 10	24.86	24.86	10.20	10.20
11 - 20	14.45	39.31	7.93	18.13
21 - 200	53.51	92.82	54.50	72.63
201 - 1 000	6.69	99.51	17.77	90.40
Más de 1 000	0.49	100.00	9.60	100.00

Nota: Cálculos basados en información suministrada por el IRHE.

Cuadro 30

IRHE: TOTAL DE CLIENTES Y CONSUMO POR SECTORES MES
 TIPICO DE 1971

Sector	Clientes		Consumo	
	Cantidad	Por ciento del total	kWh	Por ciento del total
<u>Total</u>	<u>26 196</u>	<u>100.00</u>	<u>4 122 135</u>	<u>100.00</u>
Residencial	23 270	88.83	2 005 687	48.66
Comercial	1 865	7.12	1 154 519	28.01
Industrial	106	0.40	169 633	4.11
Otros	955	3.65	792 296	19.22

Fuente: Información suministrada por el IRHE.

Cuadro 31

IRHE: FRECUENCIA DE CONSUMIDORES, MES TIPICO DE 1971

Eloque (kWh)	Clientes		Consumo		Consumo facturado	
	Canti- dad	Porcentaje del total	kWh	Porcentaje del total	Cantidad	Porcentaje del total
Total	26 196	100.00	4 122 135	100.00	4 122 135	100.00
0 a 10	6 211	23.71	31 158	0.76	231 008	5.60
11 a 20	3 523	13.45	53 979	1.31	183 369	4.45
21 a 200	13 403	51.16	1 132 579	27.48	1 415 139	34.33
201 a 1 000	2 508	9.58	1 044 737	25.34	983 937	23.87
Más de 1 000	551	2.10	1 859 682	45.11	1 308 682	31.75

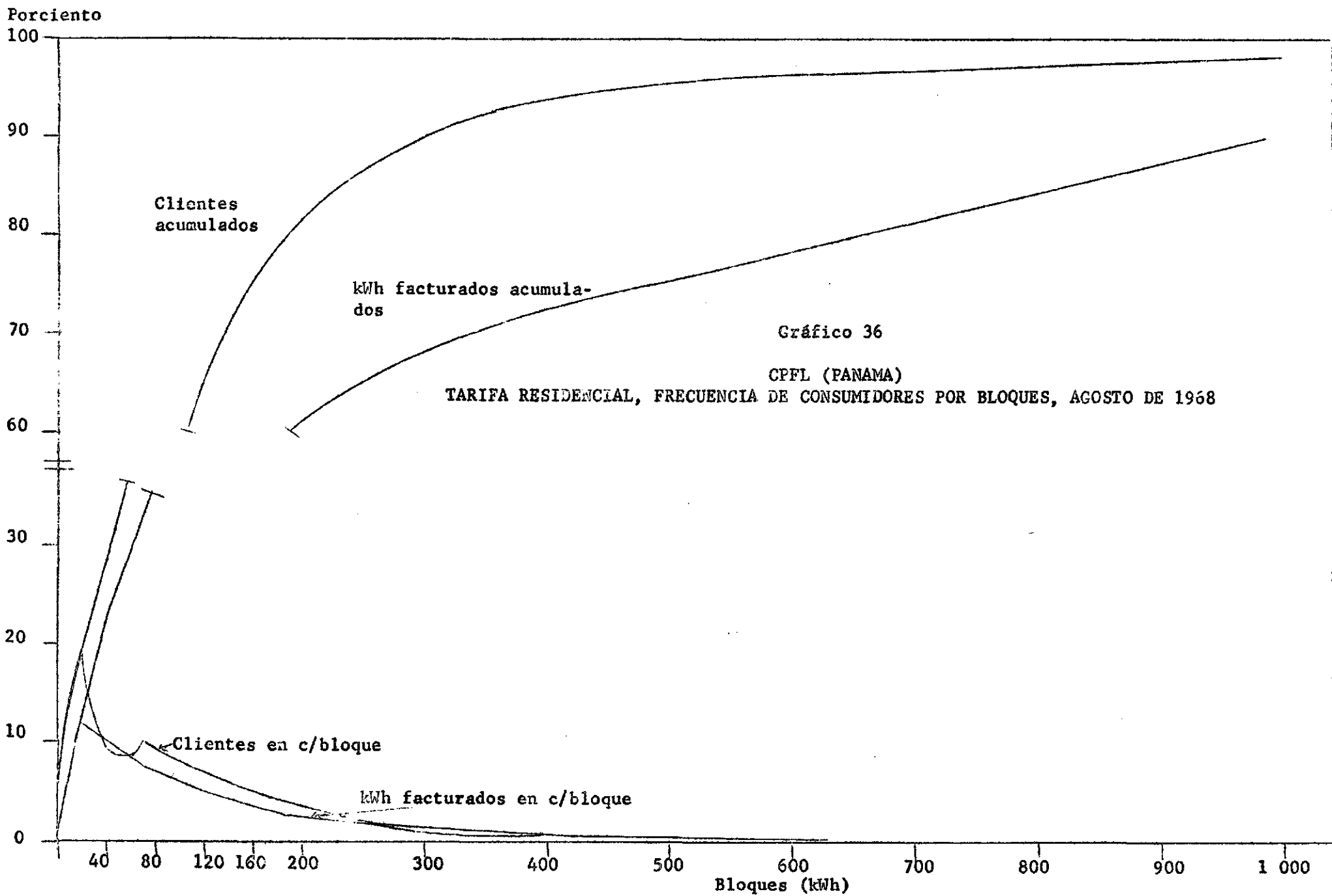
Fuente: Información suministrada por el IRHE.

b) Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL)

Según datos suministrados por la CNEEGT, la CPFL facturó en agosto de 1968,^{9/} bajo la tarifa residencial, a 73 787 clientes de las ciudades de Panamá y Colón que consumieron 11.16 GWh (151 kWh por cliente en promedio). El 58 por ciento de los clientes consumieron menos de 100 kWh mensuales, y pagaron precios promedio superiores a 5.2 centavos por kWh. En estos primeros bloques se facturó el 45 por ciento de la energía. Por otro lado, solamente el 6 por ciento del total de clientes registraron consumos superiores a 400 kWh. La energía facturada en los dos últimos bloques fue el 27 por ciento del total. (Véanse el gráfico 36 y el cuadro 32.)

La tarifa residencial vigente en agosto de 1968 era la número 11, con precios superiores a los de la 11-R para consumos mayores de 20 kWh. En el cuadro 32 se indican los porcentajes de ingreso que corresponden a cada bloque de consumo aplicando la tarifa actual, y se observa que el 22 por ciento del ingreso se facturó en el primer bloque, y el 10 por ciento se obtuvo facturando el 17 por ciento de la energía al precio más bajo de la tarifa (último bloque). (Véase el gráfico 37.)

^{9/} No se pudo obtener información más reciente.



Cuadro 32

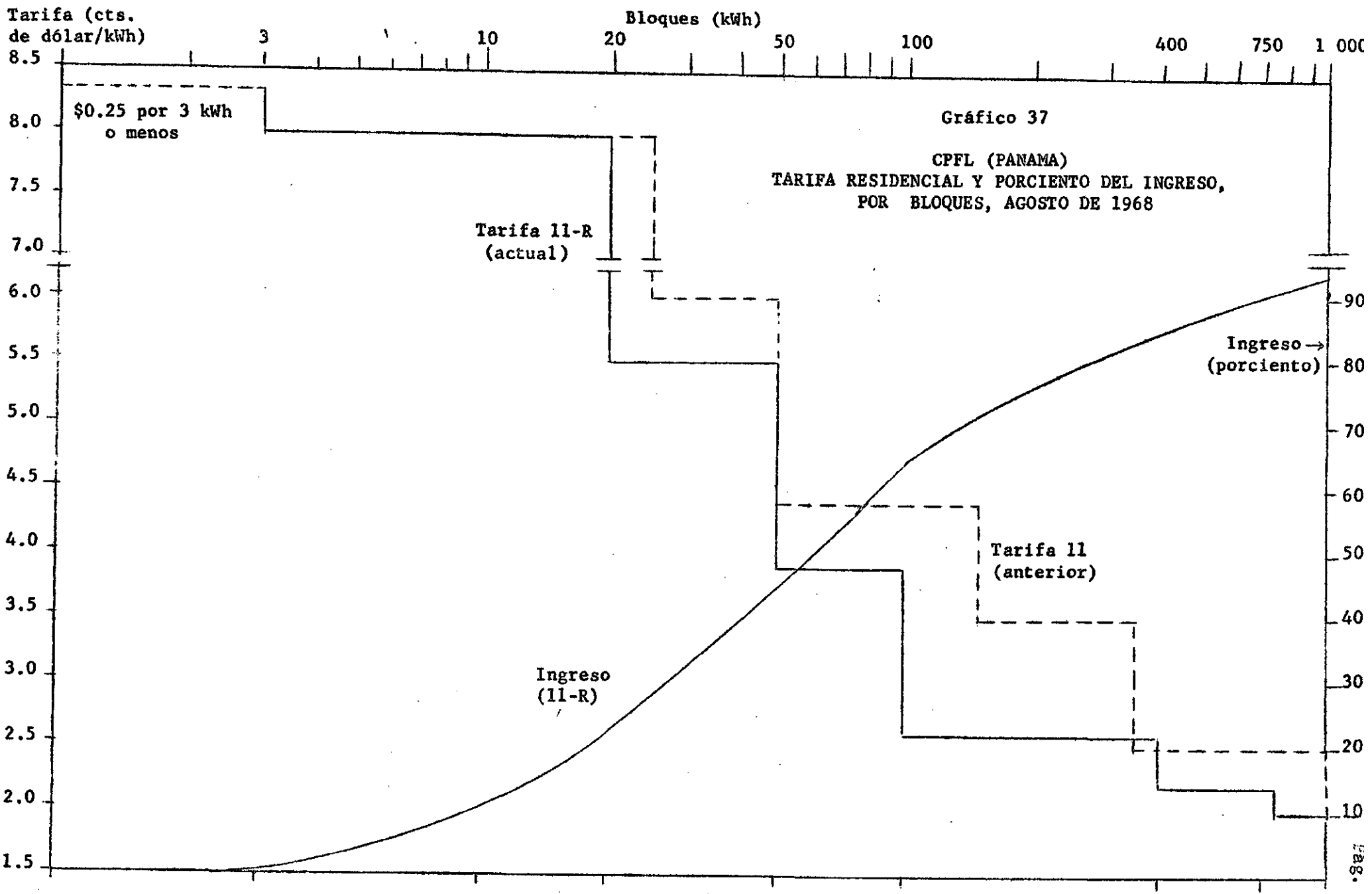
CPFL, TARIFA RESIDENCIAL: FRECUENCIA DE CONSUMO E
INGRESO, AGOSTO DE 1968

(Porcientos)

Bloque (kWh)	Clientes		Consumo facturado		Ingreso ^{a/}	
	En cada bloque	Acumu- lado	En cada bloque	Acumu- lado	En cada bloque	Acumu- lado
0 - 20	19.45	19.45	11.73	11.73	22.11	22.11
21 - 100	38.71	58.16	32.97	44.70	42.10	64.21
101 - 400	35.74	93.90	27.81	72.54	20.01	84.22
401 - 750	2.88	96.78	10.20	82.71	6.21	90.43
Más de 750	3.22	100.00	17.29	100.00	9.57	100.00

Nota: Cálculos basados en información suministrada por CNEEGT.

a/ Aplicando la tarifa 11-R actual.



IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Conclusiones

Del análisis realizado se derivan las siguientes conclusiones:

a) Clasificación de clientes

No existe en las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano criterio uniforme alguno sobre clasificación de los clientes para efectos tarifarios. Algunas los clasifican por sus consumos; otras, por sus demandas máximas; otras, en fin, con criterio más tradicional, fijan las tarifas por clases de consumo (residencial, comercial o general e industrial), o aplican criterios mixtos que consideran el consumo, la demanda máxima y el tipo de usuario en diferentes formas.

b) Diferenciación de precios

1) Las estructuras tarifarias diseñadas con base en la clasificación de clientes por consumos o demandas máximas presentan, en términos generales, precios decrecientes a medida que aumentan los kWh consumidos, sin hacer ninguna distinción entre las diferentes clases de usuarios dentro del mismo nivel de consumo;

2) Por el contrario, al aplicarse la clasificación tradicional, se señalan, en términos generales, niveles de precios más altos a la tarifa comercial o general que a los sectores residencial e industrial. Existe, sin embargo, una excepción, donde los precios muestran siempre una tendencia decreciente;

3) Es práctica común en las tarifas generales para pequeños consumidores, establecer bloques de consumo con niveles de precios decrecientes, como reconocimiento de que los costos en términos generales disminuyen conforme aumenta el volumen de producción;

4) En las tarifas industriales las diferencias de precios se establecen por lo general de acuerdo con el número de horas que el cliente utiliza el servicio (factor de carga);

/5) Llama

5) Llama la atención el hecho de que:

i) Las dos empresas salvadoreñas analizadas (CEL y CAESS) apliquen una tarifa para fuerza motriz a voltaje secundario (F-5) con niveles de precios inferiores al de la fuerza motriz a voltaje primario (F-6) y al de la tarifa comercial a voltaje primario (C-12);

ii) La CAESS, con un último bloque de 1.60 centavos por kWh, aplica un precio menor al que se señala bajo condiciones más favorables en la tarifa industrial, y otro tanto hace la CEL en su tarifa D-3 urbana;

iii) Tanto el INDE como la ENALUF aplican tarifas a las empresas distribuidoras con niveles de precios mayores que las tarifas industriales para el mismo factor de carga,

c) Tarifas residenciales^{10/}

1) Las tarifas residenciales o generales se establecen en todos los casos a base de bloques de consumo, que varían entre 3 (CEL, CAESS, ICE y CNFL), y 7 (CPFL);

2) Los precios de los primeros bloques oscilan entre 3 y 10 centavos por kWh (ICE e IRHE, respectivamente). Cabe señalar que el ICE proporciona energía predominantemente hidroeléctrica y tiene clientes con un alto índice de consumo per cápita, mientras la generación del IRHE es esencialmente de origen térmico, y el índice de kWh/consumidor, bajo;

3) Los precios de los últimos bloques varían entre 1.59 centavos por kWh (CNFL), y 4.60 centavos (IRHE). A este caso debe aplicarse también la observación anterior, considerando en especial que la CNFL atiende sobre todo un mercado urbano y el del IRHE es fundamentalmente rural;

4) Las diferencias entre el primero y el último bloque de las tarifas residenciales oscila entre 6.57 y 0.89 centavos por kWh (EEG e ICE, respectivamente).

5) Los precios promedio varían entre 1.95 centavos por kWh (CNFL) y 7.61 centavos por kWh (IRHE);^{11/}

^{10/} Véanse el cuadro 33 y el gráfico 38.

^{11/} Estos precios medios se calcularon con base en la información proporcionada por cada empresa, para diferentes fechas, y reflejan únicamente el resultado del mes típico analizado en cada caso. El capítulo II presenta información más detallada sobre precios medios.

Cuadro 33

ISTMO CENTROAMERICANO: CONCLUSIONES DEL ANALISIS TARIFARIO

Concepto	Guatemala		El Salvador		Honduras	Nicaragua	Costa Rica		Panamá	
	INDE	EEG	CEL	CAESS	ENEE	ENALUF	ICE	CNFL	IRHE	CPFL
<u>Tarifa residencial o general</u>	G	R	R ^{a/}	R	R	G	G	R	G	R
Número de bloques	5	5	3	3	5	4	3	3	6	7
Precio primer bloque (cent./kWh)	8.57	8.57	4.80	3.20	8.75	5.71	3.00	3.71	10.00	8.33
Precio último bloque (cent./kWh)	3.20	2.00	2.00	1.60	3.50	3.43	2.11	1.59	4.60	2.00
Precio promedio (cent./kWh) <u>b/</u>	5.41 ^{c/}	4.04	4.40	2.58	6.01	4.80	2.50	1.95	7.61	3.61
Precio promedio (cent./kWh) <u>d/</u>	7.06	4.20	4.84	2.62	4.97	5.01	2.72	1.77	8.27	2.91
Consumo promedio (kWh por cliente)	50 ^{e/}	125	31	120	108	150	175	339	86	151
Porcentaje de clientes hasta consumo promedio	78.75	78.60	78.00	77.00	71.00	74.80	68.50	61.00	71.70	74.00
Porcentaje de clientes hasta 50 kWh	78.75	47.51	83.81	49.73	45.00	40.93	37.20	9.63	57.71	32.94
Porcentaje de clientes con más de 500 kWh	1.06	5.42	0.18	5.00 ^{f/}	2.99	5.37	6.80	16.38	1.53	4.50
Porcentaje de energía factu- rada después de 500 kWh	14.55	19.72	2.40	1.00 ^{f/}	9.22	20.38	16.48	16.20	15.02	24.00

Cuadro 33 (Conclusión)

Concepto	Guatemala		El Salvador		Honduras	Nicaragua	Costa Rica		Panamá	
	INDE	EEG	CEL	CAESS	ENEE	ENALUF	ICE	CNFL	IRHE	CPFL
Tarifa industrial										
Precio por kWh, rango alto (cent./kWh)	3.38	3.00	4.40	4.50	3.50	2.87	2.14	2.48	3.38	2.39
Precio por kWh, rango bajo (cent./kWh)	1.66	1.65	2.17	1.97	1.81	1.95	1.26	1.09	1.90	1.57
Precio promedio (cent./kWh) d/	3.13	2.49	2.30	2.53	1.85	2.22	1.74	2.17	5.12	2.26
Otros datos (para 1970)										
Generación propia (GWh)	353.8	248.0	570.9	18.6	257.8	484.2	606.8	216.0	252.7	451.7
Venta de energía a distribuidores (GWh)	316	-	514	-	-	29.3	465	5.2	220	-
Precio promedio de venta a distribuidores (cent./kWh)	1.71	-	1.59	-	-	2.45	1.89	8.07	1.17	-
Compras de energía (GWh)	-	300	0.3	438	-	-	12.1	394	-	132
Precio promedio de compra (cent./kWh)	-	1.66	1.84	1.58	-	-	3.27	1.86	-	0.60
Tarifa comercial										
Existe	No	No	No	Si	No	Si	No	Si	No	No
Precio promedio consumidor comercial (cent./kWh) d/	4.02	4.44	3.74	3.61	3.58	3.44	2.45	2.69	5.72	3.20

a/ Electrificación rural.

b/ Calculados con base en frecuencias de consumidores suministradas por las empresas para un mes típico y de diferentes fechas en cada caso.

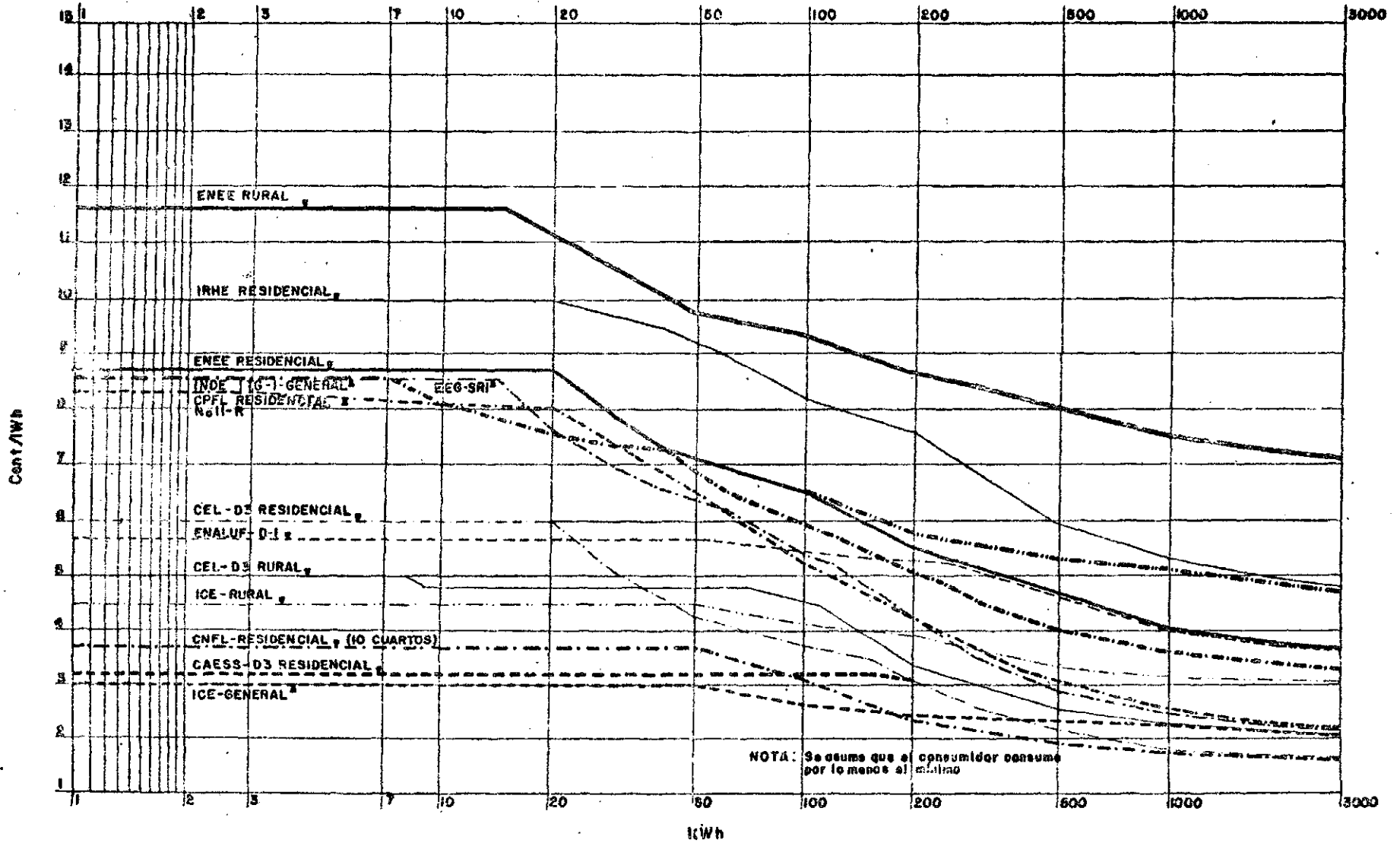
c/ Calculado con información de frecuencia de consumidores del sistema occidental solamente.

d/ Precios medios según estadísticas de CEPAL para 1970. (Véase el capítulo II.)

e/ Para sistemas oriental y occidental, conjuntamente.

f/ Estimado por extrapolación del gráfico 14.

GRAFICO 38
ISTMO CENTROAMERICANO
 TARIFAS RESIDENCIALES O GENERALES PARA CONSUMOS
 DE 0 a 3000 KWH. (PRECIOS MEDIOS)



6) El consumo mensual promedio, por cliente, varía entre 31 kWh (CEL) y 339 kWh (CNFL);

7) El porcentaje de clientes facturados hasta el consumo promedio varía entre el 61.0 por ciento (CNFL) y el 78.75 por ciento (INDE), salvo en Costa Rica, dicho porcentaje pasa del 70 por ciento en todos los países;

8) El porcentaje de clientes que consumen hasta 50 kWh varía desde el 9.63 (CNFL) hasta el 83.81 (CEL). Salvo para la CNFL, dicho porcentaje es mayor del 32.9 en las demás empresas;

9) El porcentaje de clientes que consumen más de 500 kWh varía desde 0.18 (CEL) hasta 16.38 (CNFL). Exceptuando a la CNFL, el más alto corresponde al ICE, con 6.80; y

10) El porcentaje de energía facturado por encima de 500 kWh varía desde 1.00 (CAESS) hasta 24.00 (CPFL).

d) Tarifas para electrificación rural

La CEL aplica una tarifa residencial para electrificación rural con niveles de precios menores que su tarifa residencial normal, hasta un consumo de 35 kWh, con lo cual persigue objetivos de tipo social en vez de la recuperación del costo del servicio a base del ingreso recibido por el mismo. En cambio, el ICE y la ENEE aplican a dicho sector tarifas más altas que las del sector urbano. Las demás empresas no hacen distinciones de precios entre servicio rural y urbano.

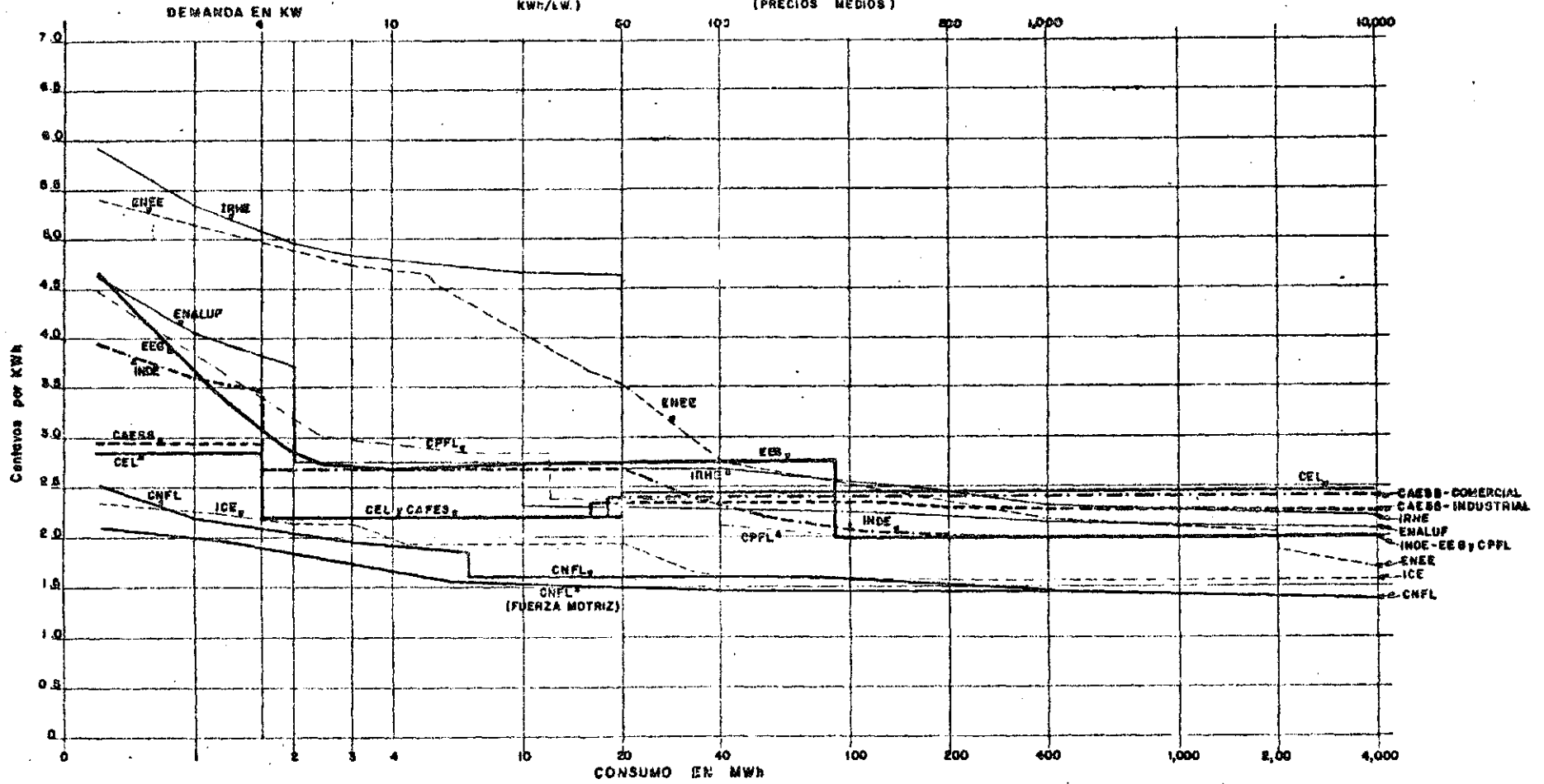
Este trabajo se considera base insuficiente sin embargo para presentar una recomendación específica sobre el tema, que será objeto de estudio más detenido.

e) Tarifas industriales^{12/}

1) Los rangos de precios más altos de la tarifa industrial varían entre 4.50 centavos por kWh (CAESS) y 1.93 centavos por kWh (CPFL);

^{12/} Véase de nuevo el cuadro 33 y el gráfico 39.

GRÁFICO 36
ISTMO CENTROAMERICANO
 TARIFAS COMERCIALES, INDUSTRIALES O GENERALES PARA
 CONSUMOS MAYORES DE 3000 kWh. (FACTOR DE CARGA 400
 kWh/LW.) (PRECIOS MEDIOS)



2) Los más bajos de la misma tarifa varían entre 2.17 centavos por kWh (CEL) y 1.09 centavos por kWh (CNFL).

f) Compra-venta entre empresas

1) En 1969 y 1970 la energía vendida a las empresas distribuidoras por las principales empresas generadoras y los precios promedio de venta fueron los siguientes:

Empresa vendedora	1969		1970	
	GWh	Centavos/kWh	GWh	Centavos/kWh
INDE	228	1.78	316	1.71
CEL	478	1.58	514	1.59
ICE	416	1.84	465	1.89
IRHE	126	1.26	220	1.17

2) La energía adquirida por las principales empresas distribuidoras y los precios de compra promedio fueron los siguientes:

Empresa compradora	1969		1970	
	GWh	Centavos/kWh	GWh	Centavos/kWh
EEG	212	1.73	300	1.66
CAESS	407	1.57	438	1.58
CNFL	357	1.82	394	1.86
CPFL	49	0.77	132	0.60
Cia. del Canal de Panamá	75	1.56	83	2.02

3) De la comparación entre los precios de compra de energía indicados con los de venta en los bloques más bajos de las tarifas residenciales o generales e industriales, se deduce lo siguiente:

1) El precio del bloque más bajo de la tarifa industrial de la EEG (1.65 centavos/kWh) es prácticamente igual al precio promedio de compra de la energía en bloque de esta empresa al INDE en 1970 (1.66 centavos/kWh);

/ii) El precio

ii) El precio del bloque más bajo de la tarifa residencial de la CNFL (1.59 centavos por kWh), así como el de la tarifa industrial (1.09 centavos por kWh), son menores que el precio promedio de compra de energía en bloque de esta empresa al ICE en 1970 (1.86 centavos por kWh).

4) Con excepción del ICE, que vende a la CNFL bajo su tarifa IV, existen contratos especiales de compra-venta entre las empresas restantes que producen diferencias notables.^{13/} Por ejemplo, el precio de venta del IRHE a la CPFL viene a ser el 38 por ciento del precio de venta de la CEL (inmediato superior en 1970) que genera el 75 por ciento de su producción con plantas hidráulicas cuando la casi totalidad de la energía generada por el IRHE es de origen térmico; esto se debe a la naturaleza especial del contrato de compra-venta del IRHE con la CPFL y la Compañía del Canal. Considerando las ventas en conjunto del IRHE a esas dos empresas, el precio promedio de venta en dicho año subió a 1.16 centavos por kWh, que siguió siendo el más bajo de la región.

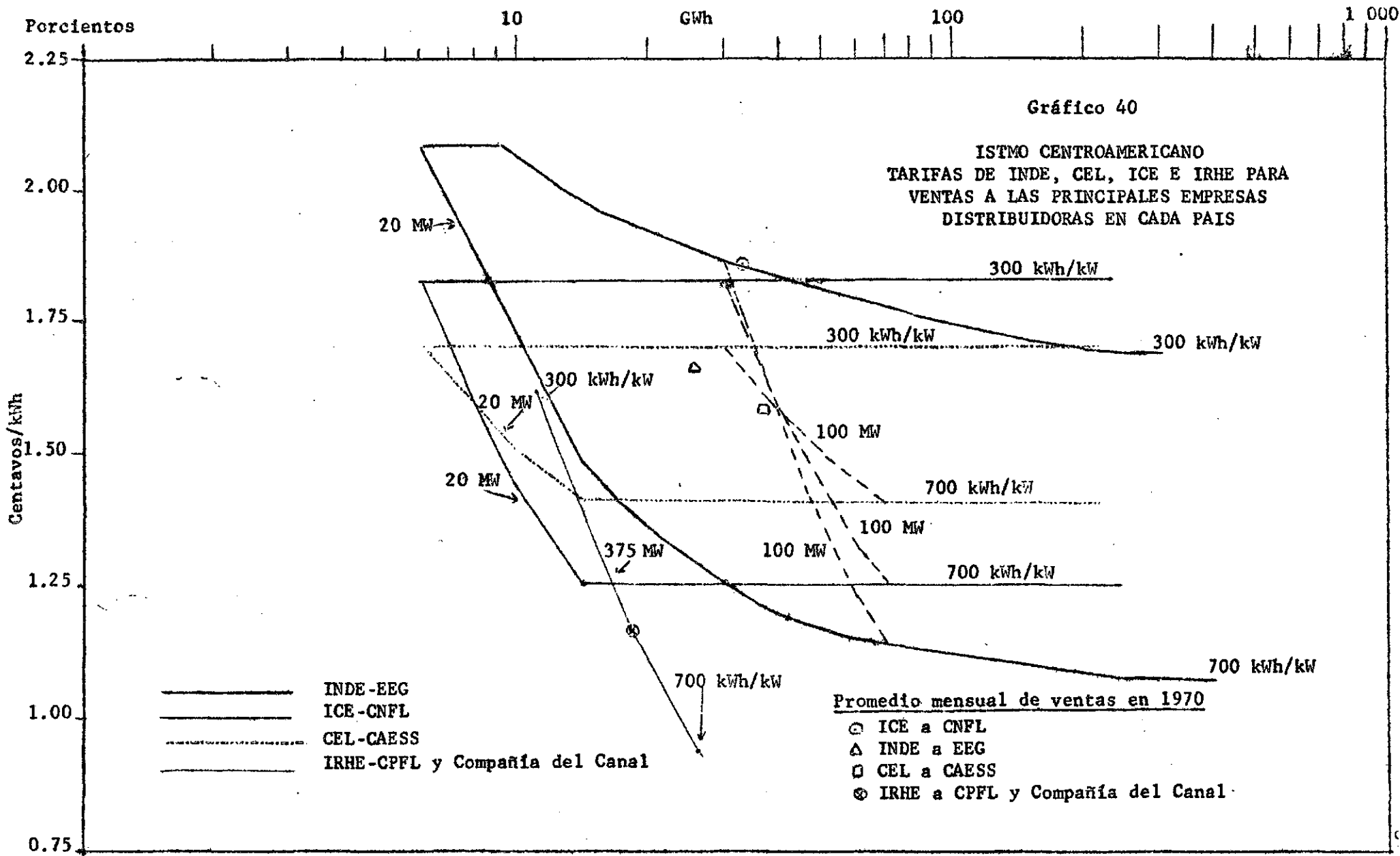
2. Recomendaciones

La armonización de los pliegos de tarifas en el Istmo Centroamericano plantea numerosos y variados problemas, al ser los niveles generales de precios no sólo diferentes en cada país (aunque las diferencias se hayan ido reduciendo con el transcurso del tiempo) sino distintas, en términos generales, las estructuras y tipos de las tarifas, sus formas de aplicación y las reglamentaciones correspondientes.

Dos aspectos fundamentales presenta por lo tanto el problema de la armonización: el de los niveles de precios y el de las estructuras tarifarias. El primero se deriva de los costos de producción, y ha sido estudiado en documentos anteriores,^{14/} y el segundo se debe a las políticas sectoriales de las empresas y de los organismos eléctricos de la región, y ha sido precisamente objeto del presente estudio.

^{13/} Véase el gráfico 40.

^{14/} Véanse los documentos Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 y Las políticas tarifarias eléctricas en el Istmo Centroamericano (Estudio comparativo y propuestas para su armonización, op. cit.



Sin ignorar las numerosas posibilidades que se pueden tener presentes para la fijación de formas y tipos diferentes de tarifas convendría, para reducir a más corto plazo las notables diferencias que se observan en la actualidad entre las estructuras tarifarias y los precios, utilizar el análisis de tarifas realizado en esta oportunidad para tratar de establecer criterios uniformes sobre los temas básicos para los que se presentan las siguientes recomendaciones.

a) Estructura general de la tarifa

Adopción de la estructura tarifaria más simple posible recurriendo ampliamente a la tarifa general y limitando el uso de medidores de demanda máxima a cargas mayores de 10 kW y consumos superiores a 3 000 kWh.

Es decir, adoptar una estructura en la que se señalase a los bajos consumidores un tratamiento uniforme sólo en función de sus consumos, aplicando recargos por concepto de demandas máximas y factores de carga a los consumidores mayores, siempre con el criterio de costos decrecientes en función del consumo, y sin traslapes entre una tarifa y la otra.

b) Tipos o clases de tarifas

1) Establecimiento de tres tipos básicos de tarifas que, en términos generales, parecen suficientes. Estos tres tipos podrían ser:

- i) Tarifa para consumos menores, sin cargo por demanda;
- ii) Tarifa para consumos intermedios, donde se tomase en cuenta el factor de carga; y
- iii) Tarifa para consumos altos, con cargo por factor de carga;

2) Para casos especiales, los tres tipos básicos mencionados se podrían complementar con una cuarta clase que podría incluir las tarifas para electrificación rural, alumbrado público, proyectos de los gobiernos, servicios estacionales, y casos especiales de compra-venta entre empresas;

3) La compra-venta de energía entre empresas eléctricas se realizaría con arreglo a alguna de las tarifas básicas señaladas, de ser los consumos de las empresas distribuidoras de magnitud comparable a los de los clientes de mayor consumo de la empresa productora. Para casos especiales se podría aplicar una tarifa diferente, que se contemplaría dentro del cuarto tipo a que se ha hecho referencia.

/c) Diferenciación

c) Diferenciación de precios

A este respecto pueden presentarse las siguientes recomendaciones:

1) Clasificación general de los clientes residenciales o generales, sin hacer diferencia entre los mismos en cuanto a niveles de precios;

2) Estudio del número de bloques y de los diferentes precios o descuentos que debieran establecerse entre ellos. En este sentido, se estima que ese tipo de tarifa (residencial o general), no debería contener más de cuatro bloques;

3) Fijación de un nivel general de precios relacionado con los costos de producción, transmisión y distribución de la energía, y eliminación de cualquier tarifa con niveles de precios inferiores a los costos marginales a largo plazo.

d) Normas para la aplicación de las tarifas y reglamentación correspondiente

Las recomendaciones que se anotan a continuación se consideran también complemento indispensable para la armonización de los pliegos tarifarios de las diferentes empresas eléctricas.

1) Adopción de normas y reglamentos lo más uniformes posibles para la aplicación de las diferentes tarifas, sobre todo en lo relacionado con: a) la definición y el establecimiento del cargo por demanda; b) los cargos mínimos a cobrar en los diferentes tipos de tarifas; c) los tipos de servicio a que se ofreciera la tarifa (monofásico: 2 hilos, 3 hilos, trifásico, etc.); d) lugares en que estuviera disponible el servicio y voltajes correspondientes (a voltaje secundario, a voltaje primario de distribución, a alto voltaje, etc.); e) depósitos de garantía; f) ajustes por combustibles y lubricantes; y g) política a seguir sobre extensiones de líneas, etc.;

2) Complementación de los pliegos tarifarios con la reglamentación correspondiente donde se defina y norme la actuación de la empresa y los deberes y derechos de los consumidores;

Las recomendaciones anteriores se facilitarían en gran medida si se logran uniformar las estructuras generales, los tipos y los criterios de diferenciación de los precios extremos de las tarifas.

/e) Aplicación

e) Aplicación de los acuerdos tomados por el Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas (GRTE)

Finalmente, complementando las ideas expresadas, habrán de tomarse en cuenta los esfuerzos realizados y las ideas expuestas en diversos documentos elaborados anteriormente por la CEPAL sobre:

1) Adopción de sistemas uniformes de cuentas para asegurar un tratamiento uniforme de todos los rubros y conceptos relacionados con costos, ingresos, etc.;

2) Adopción de bases uniformes para determinar los factores que deben tomarse en cuenta tanto para fijar el precio de la energía eléctrica, como la base tarifaria;

3) Métodos para registrar la depreciación (línea recta); vida útil y tasas de depreciación para los activos de la industria eléctrica;

4) Utilidades sobre el capital invertido en el caso de las empresas privadas, y necesidades de rédito o reservas para contribuir al financiamiento y desarrollo de las empresas privadas y de propiedad estatal, y

5) Preocupación de las empresas referentes a la búsqueda, aprobación y ejecución de los programas más apropiados para el crecimiento de las mismas, con objeto de encontrarse en posibilidad de proporcionar el servicio a los precios más bajos posibles, de atender una demanda en crecimiento constante y de extender sus servicios a zonas geográficas cada vez mayores.

Anexo 1

ANALISIS DE LAS TARIFAS PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD,
VIGENTES EN LAS PRINCIPALES EMPRESAS ELECTRICAS
DEL ISTMO CENTROAMERICANO



INTRODUCCION

En este anexo se detallan las tarifas de las principales empresas eléctricas del Istmo Centroamericano para el suministro del servicio eléctrico, y se incluyen los cálculos de las variaciones de la tarifa media, que fue necesario efectuar para el análisis de las diferentes estructuras tarifarias, por empresa y por país, que se presenta en el capítulo IV de este documento.

Las tarifas que aquí se detallan se aplican a consumos mensuales.

I. GUATEMALA

1. Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

a) Tarifa general ITG-1. Sin límite de consumo

	<u>Centavos de dólar</u>
Por los primeros 7 kWh o menos	60
Siguientes 33 kWh	7/kWh
Siguientes 80 kWh	5/kWh
Siguientes 120 kWh	4/kWh
Resto	3.2/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
7	0.60	8.57
10	0.81	8.10
20	1.51	7.55
30	2.21	7.37
40	2.91	7.28
60	3.91	6.52
100	5.91	5.91
120	6.91	5.76
200	10.11	5.06
240	11.71	4.88
300	13.63	4.54
500	20.03	4.01
600	23.23	3.87
1 000	36.03	3.60
2 000	68.03	3.40
3 000	100.03	3.33

/b) Tarifa

b) Tarifa para consumos intermedios ITCI-1

Para demandas de 4 a 50 kW y consumos mayores de 1 000 kWh:

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	Primeros 4 kW	11.00
	Por cada kW adicional	2.75
Cargo por energía:	Primeros 50 kWh/kW	libres
	Siguientes 100 kWh/kW	0.03/kWh
	Resto	0.02/kWh

Tarifa equivalente para factores de carga mayores de 150 kWh/kW:

Demanda: 2.75 dólares/kW Energía: 0.02 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>kWh mínimo (4 kW)</u>	<u>kWh máximo (50 kW)</u>	<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
150	-	7 500	5.75	3.83
200	-	10 000	6.75	3.38
300	1 200	15 000	8.75	2.92
400	1 600	20 000	10.75	2.69
500	2 000	25 000	12.75	2.55
600	2 400	30 000	14.75	2.46
700	2 800	35 000	16.75	2.39

c) Tarifa para altos consumos ITAC-1

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	Primeros 50 kW	138.00
	Por kW adicional	2.75
Cargo por energía:	Primeros 10 000 kWh o menos	200.00
	Siguientes 10 000 kWh	0.02/kWh
	Resto	0.0125/kWh

Tarifa equivalente para demandas mayores de 50 kW y consumos mayores de 20 000 kWh:

Cargo fijo: 150 dólares

Demanda: 2.75 dólares/kW Energía: 0.0125 dólares/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>50 kW</u>		<u>100 kW</u>		<u>500 kW</u>		<u>1 000 kW</u>	
	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
200	-	-	20	3.38	100	2.78	200	2.70
300	-	-	30	2.67	150	2.27	300	2.22
400	20	2.69	40	2.31	200	2.01	400	1.98
500	25	2.40	50	2.10	250	1.86	500	1.83
600	30	2.21	60	1.96	300	1.76	600	1.73
700	35	2.07	70	1.86	350	1.69	700	1.66

d) Tarifa para distribución al detalle ITDD-1

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	Por cada kW	2.75
Cargo por energía:	Primeros 100 kWh/kW	0.025/kWh
	Siguientes 200 kWh/kW	0.015/kWh
	Resto	0.0125 kWh
Tarifa equivalente para factores de carga superiores a 300 kWh/kW:		
Demanda:	4.50 dólares/kW	Energía: 0.0125 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>Factura</u> <u>(dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio</u> <u>(centavos de dólar/kWh)</u>
300	8.25	2.75
400	9.50	2.38
500	10.75	2.15
600	12.00	2.00
700	13.25	1.89

e) Tarifa para molinos de nixtamal ITMN-1

		<u>Dólares</u>
Consumo máximo 1 000 kWh		
Primeros 200 kWh o menos		7.00
Resto		0.035/kWh
Tarifa equivalente para consumos mayores de 200 kWh:		0.035 dólares/kWh

/f) Tarifa

f) Tarifa para alumbrado público ITAP-1

Por vatio instalado, con derecho a uso, de las 17 horas a las 6 horas del día siguiente: 0.012 dólares/mes

Tarifa equivalente (30 días): 0.0308 dólares/kWh

g) Tarifa especial INDE-EEG

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	Por cada kW	2.50
Cargo por energía:	Primeros 9 GWh	0.0125/kWh
	Siguientes 200 kWh/kW	0.0095/kWh
	Resto	0.006/kWh

Tarifa equivalente para consumos mayores de 14 GWh:

Cargo fijo: 58 500 dólares

Demanda: 3.20 dólares/kW Energía: 0.006 dólares/kWh

Existe en esta tarifa una cláusula de ajuste por variaciones en el costo del combustible.

Variaciones de la tarifa

kWh/kW	20 000 kW		30 000 kW		40 000 kW		50 000 kW		100 000 kW	
	GWh	Cent./kWh	GWh	Cent./kWh	GWh	Cent./kWh	GWh	Cent./kWh	GWh	Cent./kWh
300	6.0	2.08	9.0	2.08	12.0	2.01	15.0	1.96	30.0	1.86
400	8.0	1.88	12.0	1.80	16.0	1.74	20.0	1.69	40.0	1.55
500	10.0	1.72	15.0	1.63	20.0	1.59	25.0	1.47	50.0	1.36
600	12.0	1.59	18.0	1.46	24.0	1.38	30.0	1.33	60.0	1.23
700	14.0	1.48	21.0	1.34	28.0	1.27	35.0	1.22	70.0	1.14

2. Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG)a) Tarifa residencial SR-1

	<u>Dólares</u>
Por los primeros 14 kWh o menos	1.20
Siguientes 46 kWh	0.055/kWh
Siguientes 60 kWh	0.042/kWh
Siguientes 70 kWh	0.03/kWh
Resto	0.02/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
14	1.20	8.57
20	1.53	7.65
30	2.08	6.93
40	2.63	6.58
60	3.73	6.22
100	5.41	5.41
120	6.25	5.21
190	8.35	4.39
200	8.55	4.28
300	10.55	3.52
500	14.55	2.91
1 000	24.55	2.46
2 000	44.55	2.23
3 000	64.55	2.15

b) Tarifa para servicio general SG-1

	<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	
Primeros 5 kW o menos	1.30
Por cada kW adicional	1.45
Cargo por energía:	
Primeros 10 kWh	libres
Siguientes 90 kWh	0.055/kWh
Siguientes 30 kWh/kW (mínimo 200 kWh)	0.050/kWh
Siguientes 30 kWh/kW (mínimo 250 kWh)	0.035/kWh
Siguientes 120 kWh/kW (mínimo 600 kWh)	0.025/kWh
Siguientes 150 kWh/kW (mínimo 750 kWh)	0.020/kWh
Siguientes 150 kWh/kW (mínimo 750 kWh)	0.015/kWh
Resto	0.012/kWh

Tarifa equivalente para factores de carga mayores de 480 kWh/kW y demandas mayores de 9 kW:

Cargo fijo: 5.05 dólares

Demanda: 5.04 dólares/kW + 1.45 (kW-5)/kWh

Energía: 0.012 dólares/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

Demandas de 5 kW o menores

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
10	1.30	13.00
100	6.25	6.25
300	16.25	5.42
550	25.00	4.54
1 150	40.00	3.48
1 900	55.00	2.89
2 650	66.25	2.50
3 000	70.45	2.35

Demandas de 6 kW o mayores

<u>kWh/kW</u>	<u>6 kW</u>		<u>10 kW</u>		<u>25 kW</u>		<u>50 kW</u>		<u>100 kW</u>		<u>225 kW</u>	
	<u>MWh</u>	<u>Cents./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cents./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cents./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cents./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cents./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cents./kWh</u>
175	1.05	3.95	1.75	3.73	4.38	3.85	8.75	3.89	17.5	3.91	39.38	3.92
200	1.2	3.56	2.0	3.55	5.0	3.64	10.0	3.67	20.0	3.69	45.0	3.69
300	1.8	3.06	3.0	3.03	7.5	3.09	15.0	3.11	30.0	3.12	67.5	3.13
400	2.4	2.75	4.0	2.70	10.0	2.74	20.0	2.75	40.0	2.76	90.0	2.76
500	3.0	2.50	5.0	2.45	12.5	2.48	25.0	2.49	50.0	2.49	112.5	2.50
600	3.6	2.29	6.0	2.25	15.0	2.27	30.0	2.27	60.0	2.28	135.0	2.28
700	4.2	2.13	7.0	2.10	17.5	2.11	35.0	2.12	70.0	2.12	157.5	2.13

c) Tarifa para servicio industrial de alta tensión SI-1

	<u>Dólares</u>
Por cada kW, incluyendo el uso de 25 kWh/kW	3.00
Siguientes	0.015/kWh
Resto	0.012/kWh
Carga mínima: 225 kW	
Tarifa equivalente para factores de carga mayores de 175 kWh/kW:	
Demanda: 3.15 dólares/kW	Energía: 0.012 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>Consumo mínimo (kWh)</u> <u>(225 kW)</u>	<u>Factura</u> <u>(dólares/kWh)</u>	<u>Precio promedio</u> <u>(centavos de dólar/kWh)</u>
175	39 475	5.25	3.00
200	45 000	5.55	2.78
300	67 500	6.75	2.25
400	90 000	7.95	1.99
500	112 500	9.15	1.83
600	135 000	10.35	1.73
700	157 500	11.55	1.65

d) Tarifa especial EEG-INDE

Energía: Se descontará de la factura mensual de venta INDE-EEG al precio promedio del mes, por kWh.

Cargo por uso de las líneas y subestaciones de EEG:

De 69 kV: 0.0225 dólares/kW-km-mes

De 13.2 kV: 0.065 dólares/kW-km-mes

II. EL SALVADOR

1. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)a) Tarifa para servicio doméstico D-3. (Aplicada además por CLESA, CLEA, DEUSEM, COSAESA y DESSEM)1) Para zonas de electrificación rural

	<u>Dólares</u>
Mínimo 8 kWh	0.40
Primeros 70 kWh	0.048/kWh
Siguientes 40 kWh	0.040/kWh
Resto	0.020/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo</u> <u>(kWh)</u>	<u>Factura</u> <u>(dólares)</u>	<u>Precio promedio</u> <u>(centavos de dólar/kWh)</u>
8	0.40	5.00
70	3.36	4.80
110	4.96	4.51
150	5.76	3.84
200	6.76	3.38
500	12.76	2.55
1 000	22.76	2.28
2 000	42.76	2.14
3 000	62.76	2.09

2) Para zonas urbanas

	<u>Dólares</u>
Mínimo 16 kWh	0.96
Primeros 20 kWh	0.06/kWh
Siguientes 130 kWh	0.032/kWh
Restó	0.016/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo</u> <u>(kWh)</u>	<u>Factura</u> <u>(dólares)</u>	<u>Precio promedio</u> <u>(centavos de dólar/kWh)</u>
16	0.96	6.00
20	1.20	6.00
30	1.52	5.07
50	2.16	4.32
100	3.76	3.76
150	5.36	3.57
200	6.16	3.08
300	7.76	2.59
500	10.96	2.19
1 000	18.96	1.90
2 000	34.96	1.75
3 000	50.96	1.70

/b) Tarifa

b) Tarifa para servicio general G-4

1) Para zonas de electrificación rural

	<u>Dólares</u>
Mínimo 17 kWh	1.20
Primeros 50 kWh/kW	0.06/kWh
Siguientes 50 kWh/kW	0.048/kWh
Resto	0.02/kWh
Tarifa equivalente para consumos con factores de carga mayores de 100 kWh/kW:	
Demanda: 3.40 dólares/kW	Energía: 0.02 dólares/kWh

2) Para zonas urbanas

	<u>Dólares</u>
Mínimo 33 kWh	2.00
Primeros 100 kWh/kW	0.06/kWh
Siguientes 100 kWh/kW	0.032/kWh
Resto	0.016/kWh
Tarifa equivalente para factores de carga mayores de 200 kWh/kW:	
Demanda: 6.00 dólares/kW	Energía: 0.016 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>Factura (dólares/kW)</u>		<u>Precio promedio (Ctvs. de dólar/kWh)</u>	
	<u>Rural</u>	<u>Urbana</u>	<u>Rural</u>	<u>Urbana</u>
100	5.40	6.00	5.40	6.00
200	7.40	9.20	3.70	4.60
300	9.39	10.80	3.13	3.60
400	11.40	12.40	2.85	3.10
500	13.40	14.00	2.68	2.80
600	15.42	15.60	2.57	2.60
700	17.43	17.20	2.49	2.45

/c) Tarifa para

- c) Tarifa para fuerza motriz a voltaje secundario F-5 (4 a 50 kW).
 (Aplicada también por CAESS, CLEA y RMCO. DEUSEM y COSAESA la emplean sin cargo mínimo)

	<u>Dólares</u>
Mínimo 35 kWh	2.00
Primeros 50 kWh/kW	0.056/kWh
Siguientes 50 kWh/kW	0.024/kWh
Resto	0.016/kWh
Tarifa equivalente para consumos con factores de carga superiores a 100 kWh/kW:	
Demanda: 2.40 dólares/kW	Energía: 0.016 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>kWh mínimo (4 kW)</u>	<u>kWh máximo (50 kW)</u>	<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
100	400	5 000	4.00	4.00
200	800	10 000	5.60	2.80
300	1 200	15 000	7.20	2.40
400	1 600	20 000	8.80	2.20
500	2 000	25 000	10.40	2.08
600	2 400	30 000	12.00	2.00
700	2 800	35 000	13.60	1.94

- d) Tarifa para fuerza motriz a voltaje primario F-6 (más de 50 kW)

	<u>Dólares</u>
Cargo por demanda	2.00/kW
Primeros 100 kWh/kW	0.024/kWh
Resto	0.018/kWh
Tarifa equivalente para más de 100 kWh/kW:	
Demanda: 2.60 dólares/kW	Energía: 0.018 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>kWh mínimo (50 kW)</u>	<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
100	5 000	4.40	4.40
200	10 000	6.20	3.10
300	15 000	8.00	2.67
400	20 000	9.80	2.45
500	25 000	11.60	2.32
600	30 000	13.40	2.23
700	35 000	15.20	2.17

e) Tarifa especial CEL-CAESS.. (Se aplica también a CLESA, CLES, CLEA, DEUSEM y DESSEM)

Demanda: 1.50 dólares/kW

Energía: 0.012 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>Consumo (GWh)</u>		<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
	<u>20 MW</u>	<u>60 MW</u>		
200	4.0	12.0	3.9	1.95
300	6.0	18.0	5.1	1.70
400	8.0	24.0	6.3	1.58
500	10.0	30.0	7.5	1.50
600	12.0	36.0	8.7	1.45
700	14.0	42.0	9.9	1.41

2. Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS)

a) Tarifa para servicio doméstico D-3

	<u>Dólares</u>
Mínimo 20 kWh	0.64
Primeros 150 kWh	0.032 kWh
Siguientes 45 kWh	0.028/kWh
Resto	0.016/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
20	0.64	3.20
50	1.60	3.20
100	3.20	3.20
150	4.80	3.20
195	6.06	3.11
200	6.14	3.07
300	7.74	2.58
500	10.94	2.19
1 000	18.94	1.89
2 000	34.94	1.75
3 000	50.94	1.70

b) Tarifa para servicio general G-4

	<u>Dólares</u>
Mínimo 45 kWh	2.00
Primeros 100 kWh/kW	0.044/kWh
Sigüientes 125 kWh/kW	0.036/kWh
Resto	0.016/kWh
Tarifa equivalente para consumos con factores de carga superiores a 225 kWh/kW:	
Demanda: 5.30 dólares/kW	Energía: 0.016 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
100	4.40	4.40
200	8.00	4.00
300	10.10	3.37
400	11.70	2.93
500	13.30	2.66
600	14.90	2.48
700	16.50	2.36

/c) Tarifa

c) Tarifa para fuerza motriz a voltaje secundario F-5 (4 a 50 kW)

Dólares

Sin cargo por demanda ni mínimo mensual:

Primeros 50 kWh/kW 0.056/kWh
 Sigüientes 50 kWh/kW 0.024/kWh
 Resto 0.016/kWh

Tarifa equivalente para más de 100 kWh/kW:

Demanda: 2.40 dólares/kW Energía: 0.016 dólares/kWh
 Igual a F-5 de CEL.

d) Tarifa para fuerza motriz a voltaje primario F-6 (más de 40 kVA)

Dólares

Cargo por demanda: Primeros 300 kVA 2.10/kVA
 Resto 1.70/kVA

Cargo por energía: Primeros 100 kWh/kVA 0.024/kWh
 Resto 0.016/kWh

Mínimo: El cargo por demanda

Tarifa equivalente para demandas mayores de 300 kVA y consumos mayores de 100 kWh/kW:

Cargo fijo: 120 dólares

Demanda: 2.50 dólares/kVA Energía: 0.016/kWh

Variaciones de la tarifa

kWh/kVA	40 kVA		300 kVA		500 kVA		1 000 kVA	
	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh
100	4	4.50	30	4.50	50	4.34	100	4.22
200	8	3.05	60	3.05	100	2.97	200	2.91
300	12	2.57	90	2.57	150	2.51	300	2.47
400	16	2.33	120	2.33	200	2.29	400	2.26
500	20	2.18	150	2.18	250	2.15	500	2.12
600	24	2.08	180	2.08	300	2.06	600	2.04
700	28	2.01	210	2.01	350	1.99	700	1.97

/e) Tarifa

e) Tarifa para servicio a los Gobiernos Central y Municipal(E-9) (1 a 50 kW)

	<u>Dólares</u>
Mínimo 33 kWh	2.00
Primeros 50 kWh/kW	0.06/kWh
Sigüientes 50 kWh/kW	0.028/kWh
Resto	0.016/kWh
Tarifa equivalente para factores de carga mayores de 100 kWh/kW:	
Demanda: 2.80 dólares/kW	Energía: 0.016 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>kWh mínimo (1 kW)</u>	<u>kWh máximo (50 kW)</u>	<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
100	100	5 000	4.40	4.40
200	200	10 000	6.00	3.00
300	300	15 000	7.60	2.53
400	400	20 000	9.20	2.30
500	500	25 000	10.80	2.16
600	600	30 000	12.40	2.07
700	700	35 000	14.00	2.00

f) Tarifa comercial a voltaje primario C-12

Carga mínima a contratar: 45 kVA

	<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	2.40/kVA
Cargo por energía: Primeros 100 kWh/kVA	0.024/kWh
Resto	0.016/kWh
Mínimo: El cargo por demanda	

Tarifa equivalente para consumos con factores de carga mayores de 100 kWh/kVA:

Demanda: 3.20 dólares/kVA Energía: 0.016 dólares/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kVA</u>	<u>kWh mínimo (45 kVA)</u>	<u>Factura (dólares/kVA)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
100	4 500	4.80	4.80
200	9 000	6.40	3.20
300	13 500	8.00	2.67
400	18 000	9.60	2.40
500	22 500	11.20	2.24
600	27 000	12.80	2.13
700	31 500	14.40	2.06

g) Tarifa para alumbrado público No. 8

Servicio durante 12 horas diarias. Precio según el tamaño de las lámparas, como se muestra a continuación:

<u>Lámpara (W)</u>	<u>Factura mensual (dólares/kW)</u>	<u>kWh/mes (360 hrs.)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
25	0.30	9.0	3.33
40	0.44	14.4	3.05
60	0.64	21.6	2.96
100	1.08	36.0	3.00
200	2.14	72.0	2.97
300	3.20	108.0	2.96

III. HONDURAS

1. Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)a) Tarifa A. Servicio residencial

	<u>Dólares</u>
Primeros 20 kWh	1.75
Siguientes 80 kWh	0.060/kWh
Siguientes 200 kWh	0.045/kWh
Siguientes 200 kWh	0.040/kWh
Resto	0.035/kWh
Alquiler de contador	0.25/mes

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

Consumo (kWh)	Factura (dólares)		Precio promedio (centavos de dólar/kWh)	
	Sin cargo por contador	Con cargo por contador	Sin cargo por contador	Con cargo por contador
20	1.75	2.00	8.75	10.00
100	6.55	6.80	6.55	6.80
200	11.05	11.30	5.53	5.65
300	15.55	15.80	5.18	5.27
500	23.55	23.80	4.71	4.76
1 000	41.05	41.30	4.11	4.13
2 000	76.05	76.30	3.80	3.82
3 000	111.05	111.30	3.70	3.71
20 000	706.05	706.30	3.53	3.53

b) Tarifa B. Servicio general (monofásico y trifásico)

	Dólares
Primeros 20 kWh	1.75
Siguientes 80 kWh	0.060/kWh
Siguientes 900 kWh	0.050/kWh
Siguientes 4 000 kWh	0.045/kWh
Siguientes 5 000 kWh	0.035/kWh
Resto	0.030/kWh

Cuota mínima:

Servicio monofásico: 20 kWh por 2.00 dólares (incluye 0.25 dólares por alquiler del contador).

Servicio trifásico: 119 kWh por 8.00 dólares (incluye 0.50 dólares por alquiler del contador).

Variaciones de la tarifa

Consumo (kWh)	Factura (dólares) - 1 ¢		Factura (dólares) - 3 ¢		Precio promedio (centavos de dólar/kWh)			
	Sin cargo por contador	Con cargo por contador	Sin cargo por contador	Con cargo por contador	1 ¢		3 ¢	
					S.C.	C.C.	S.C.	C.C.
20	1.75	2.00	7.50 ^{a/}	8.00 ^{a/}	8.75	10.00	6.30 ^{a/}	6.72 ^{a/}
100	6.55	6.80	7.50 ^{a/}	8.00 ^{a/}	6.55	6.80	6.30 ^{a/}	6.72 ^{a/}
1 000	51.55	51.80	51.55	52.05	5.16	5.18	5.16	5.21
3 000	141.55	141.80	141.55	142.05	4.72	4.73	4.72	4.74
5 000	231.55	231.80	231.55	232.05	4.63	4.64	4.63	4.64
10 000	406.55	406.80	406.55	407.05	4.07	4.07	4.07	4.07
15 000	556.55	556.80	556.55	557.05	3.71	3.71	3.71	3.71
20 000	706.55	706.80	706.55	707.05	3.53	3.53	3.53	3.53

a/ Por los primeros 119 kWh.

(c) Tarifa

c) Tarifa C. Servicio general opcional

		<u>Dólares</u>
Demanda:		2.00/kW
Energía:	Primeros 20 000 kWh o menos	500.00
	Siguientes 100 000 kWh	0.02/kWh
	Resto	0.015/kWh
Cuota mínima: 500 dólares más el cargo por demanda.		
Tarifa equivalente para consumos mayores de 120 000 kWh:		
Cargo fijo: 700.00 dólares		
Demanda:	2.00 dólares/kW	Energía: 0.015 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>100 kW</u>		<u>500 kW</u>		<u>1 000 kW</u>		<u>5 000 kW</u>	
	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
200	20	3.50	100	3.10	200	2.85	1 000	2.57
300	30	3.00	150	2.63	300	2.40	1 500	2.21
400	40	2.75	200	2.35	400	2.18	2 000	2.04
500	50	2.60	250	2.18	500	2.04	2 500	1.93
600	60	2.50	300	2.07	600	1.95	3 000	1.86
700	70	2.43	350	1.99	700	1.89	3 500	1.81

d) Tarifas para industriales de altos consumos

<u>Número 1</u>			<u>Dólares</u>
Demanda:			2.00/kW
Energía:	Primeros 500 000 kWh		0.016/kWh
	Siguientes 300 000 kWh		0.015/kWh
	Siguientes 700 000 kWh		0.0125/kWh
	Siguientes 500 000 kWh		0.0115/kWh
	Resto		0.01025/kWh
Tarifa equivalente para consumos superiores a 2 GWh:			
Cargo fijo: 6 500 dólares			
Demanda:	2.00 dólares/kW	Energía:	0.01025 dólares/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>3 MW</u>		<u>5 MW</u>		<u>10 MW</u>		<u>15 MW</u>	
	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
200	-	-	-	-	2.0	2.35	3.0	2.24
300	-	-	-	-	3.0	1.91	4.5	1.84
400	-	-	2.0	1.85	4.0	1.69	6.0	1.63
500	-	-	2.5	1.69	5.0	1.56	7.5	1.51
600	-	-	3.0	1.58	6.0	1.47	9.0	1.43
700	2.1	1.62	3.5	1.50	7.0	1.40	10.5	1.37

Número 2

Dólares

Demanda:		2.00/kW
Energía:	Primeros 500 000 kWh	0.016/kWh
	Siguientes 300 000 kWh	0.015/kWh
	Siguientes 700 000 kWh	0.0125/kWh
	Resto	0.011/kWh

Tarifa equivalente para consumos mayores de 1.5 GWh:

Cargo fijo: 4 750.00 dólares

Demanda: 2.00 dólares/kW Energía: 0.011 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>3 MW</u>		<u>5 MW</u>		<u>10 MW</u>		<u>15 MW</u>	
	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
200	-	-	-	-	2.0	2.34	3.0	2.26
300	-	-	1.5	2.08	3.0	1.93	4.5	1.87
400	-	-	2.0	1.84	4.0	1.72	6.0	1.68
500	1.5	1.82	2.5	1.69	5.0	1.60	7.5	1.56
600	1.8	1.70	3.0	1.59	6.0	1.51	9.0	1.49
700	2.1	1.61	3.5	1.52	7.0	1.45	10.5	1.43

e) Tarifa para sistemas aislados (y electrificación rural)

Dólares

Primeros 15 kWh	1.75
Siguientes 85 kWh	0.090/kWh
Siguientes 200 kWh	0.080/kWh
Siguientes 200 kWh	0.075/kWh
Resto	0.070/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
15	1.75	11.67
50	4.90	9.80
100	9.40	9.40
200	17.40	8.70
300	25.40	8.47
500	40.40	8.08
1 000	75.40	7.54
2 000	145.40	7.27
3 000	215.40	7.18
10 000	705.40	7.05
20 000	1 405.40	7.03

IV. NICARAGUA

Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF)a) Tarifa residencial, comercial e industrial menor D-1

	<u>Dólares</u>
Mínimo 18 kWh	1.00
Primeros 50 kWh	0.0571/kWh
Siguientes 200 kWh	0.0514/kWh
Siguientes 300 kWh	0.0400/kWh
Resto	0.0343/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
18	1.00	5.55
20	1.14	5.71
50	2.86	5.71
250	13.15	5.26
500	23.15	4.63
550	25.15	4.57
1 000	40.58	4.06
2 000	74.87	3.74
3 000	109.16	3.64

/b) Tarifa

b) Tarifa comercial e industrial mayor C-7 (5 a 25 kW)

	<u>Dólares</u>
Mínimo 1 000 kWh	34.29
Primeros 210 kWh/kW	0.0343/kWh
Resto	0.0200/kWh
Tarifa equivalente para factores de carga mayores de 210 kWh/kW:	
Demanda: 3.00 dólares/kW	Energía: 0.02 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>kWh mínimo (5 kW)</u>	<u>kWh máximo (25 kW)</u>	<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
210	1 050	5 250	7.20	3.43
300	1 500	7 500	9.00	3.00
400	2 000	10 000	11.00	2.75
500	2 500	12 500	13.00	2.60
600	3 000	15 000	15.00	2.50
700	3 500	17 500	17.00	2.43

c) Tarifa industrial mayor I-3

		<u>Dólares</u>
Demanda:	Primeros 25 kW o menos	60.71
	Siguientes 50 kW	2.29/kW
	Siguientes 225 kW	2.00/kW
	Siguientes 200 kW	1.71/kW
	Resto	1.43/kW
Energía:	Todo el consumo	0.0171/kWh
Tarifa equivalente para más de 500 kW de demanda:		
Cargo fijo: 253.57 dólares		
Demanda: 1.43 dólares/kW		Energía: 0.0171/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

kWh/kW	25 kW		75 kW		300 kW		500 kW		1 000 kW	
	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh
210	5.25	2.87	15.75	2.83	63	2.71	105	2.64	210	2.52
300	7.50	2.52	22.50	2.49	90	2.41	150	2.36	300	2.28
400	10.00	2.32	30.00	2.30	120	2.24	200	2.20	400	2.14
500	12.50	2.20	37.50	2.18	150	2.13	250	2.10	500	2.05
600	15.00	2.12	45.00	2.10	180	2.06	300	2.04	600	1.99
700	17.50	2.06	52.50	2.05	210	2.01	350	1.99	700	1.95

d) Tarifa gubernamental G-1Dólares

Todo el consumo	0.0343/kWh
Mínimo mensual	1.00

e) Tarifas para alumbrado público A-1 y A-4

A-1 Todo el consumo: 0.0343 dólares/kWh

Aplicable a las instalaciones situadas en las áreas servidas por el Sistema Interconectado Nacional.

A-2 Todo el consumo: 0.0243 dólares/kWh

Se aplica a las instalaciones de alto factor de potencia y de mercurio.

Cargo mínimo mensual en ambos casos: 1.00 dólar.

f) Tarifa para irrigación R-1Dólares

Mínimo 200 kWh	4.00
Primeros 1 000 kWh	0.0200/kWh
Siguientes 9 000 kWh	0.01857/kWh
Siguientes 15 000 kWh	0.01714/kWh
Siguientes 25 000 kWh	0.01571/kWh
Siguientes 50 000 kWh	0.01429/kWh
Resto	0.01285/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo</u> <u>(kWh)</u>	<u>Factura</u> <u>(dólares)</u>	<u>Precio promedio</u> <u>(centavos de dólar/kWh)</u>
1 000	20.00	2.00
10 000	187.13	1.87
25 000	444.23	1.77
50 000	836.98	1.67
100 000	1 551.48	1.55
1 000 000	13 116.48	1.31

g) Tarifa de irrigación R-2

Se aplica a proyectos agrícolas integrales a nivel gubernamental en los que ENALUF no hace ninguna inversión.

	<u>Dólares</u>
Mínimo mensual	4.00
Todo el consumo	0.01142/kWh

h) Tarifa para bombeo de agua potable B-1

	<u>Dólares</u>
Mínimo mensual	4.00
Todo el consumo	0.0243/kWh

i) Tarifa para empresas eléctricas mayoristas M-1

	<u>Dólares</u>
Primeros 210 kWh/kW	0.030/kWh
Resto	0.01857/kWh
Tarifa equivalente para consumos con factores de carga superiores a 210 kWh/kW:	
Demanda: 2.40 dólares/kW	Energía: 0.01857 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
210	6.30	3.00
300	7.97	2.66
400	9.83	2.46
500	11.69	2.34
600	13.54	2.26
700	15.40	2.20

V. COSTA RICA

1. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

a) Tarifa I. De uso general, para consumos mensuales hasta de 3 000 kWh

	<u>Dólares</u>
Primeros 40 kWh o menos	1.20
Siguientes 10 kWh	0.0300/kWh
Siguientes 450 kWh	0.0229/kWh
Resto	0.0211/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
40	1.20	3.00
50	1.50	3.00
100	2.64	2.64
200	4.93	2.47
300	7.21	2.40
500	11.79	2.36
1 000	22.32	2.23
2 000	43.37	2.17
3 000	64.42	2.15

/b) Tarifa

- b) Tarifa III. De uso general, para consumos mensuales entre 3 001 y 20 000 kWh. Servicio en alta tensión.

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	Primeros 11 kW	19.02
	Por kW adicional	1.729/kW
Cargo por energía:	Primeros 3 000 kWh	45.11
	Resto	0.015/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>kWh mínimo</u> <u>(11 kW)</u>	<u>kWh máximo</u> <u>(20 000 kWh)</u>	<u>Factura</u> <u>(dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio</u> <u>(centavos de dólar/kWh)</u>
273	3 003	73.26	5.83	2.14
300	3 300	66.67	6.23	2.08
400	4 400	50.00	7.73	1.93
500	5 500	40.00	9.23	1.85
600	6 600	33.33	10.73	1.79
700	7 700	28.57	12.23	1.75

- c) Tarifa IV. De uso general, para consumos mayores de 20 000 kWh.

IV-1) Para servicio a 33 000 voltios o más.

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	Primeros 16 kW	27.82
	Por kW adicional hasta 106 kW	1.73/kW
	Por kW adicional	3.01/kW
Cargo por energía:	Primeros 20 000 kWh	300.75
	Resto	0.00827/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>50 kW</u>		<u>80 kW</u>		<u>100 kW</u>		<u>500 kW</u>		<u>1 000 kW</u>	
	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
285	-	-	-	-	23.5	2.14	117.5	2.11	295	2.11
273	-	-	21.84	2.08	27.9	1.96	136.5	1.93	273	1.93
300	-	-	24.00	1.97	30.0	1.86	150.0	1.83	300	1.83
400	20	1.94	32.00	1.68	40.0	1.60	200.0	1.58	400	1.58
500	25	1.71	40.00	1.51	50.0	1.44	250.0	1.43	500	1.43
600	30	1.57	48.00	1.40	60.0	1.34	300.0	1.33	600	1.33
700	35	1.46	56.00	1.32	70.0	1.27	350.0	1.26	700	1.26

IV-2) Para servicio a menos de 33 000 voltios

	<u>Dólares</u>
Cargo por demanda: Primeros 16 kW	30.68
Por kW adicional hasta 106 kW	1.95/kW
Por kW adicional	3.31/kW
Cargo por energía: Primeros 20 000 kWh	330.83
Resto	0.00902/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>50 kW</u>		<u>80 kW</u>		<u>100 kW</u>		<u>500 kW</u>		<u>1 000 kW</u>	
	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
235	-	-	-	-	23.5	2.37	117.5	2.32	235	2.31
273	-	-	21.84	2.30	27.3	2.17	136.5	2.12	273	2.12
300	-	-	24.00	2.18	30.0	2.05	150.0	2.01	300	2.01
400	20	2.14	32.00	1.86	40.0	1.76	200.0	1.73	400	1.73
500	25	1.89	40.00	1.67	50.0	1.59	250.0	1.57	500	1.57
600	30	1.73	48.00	1.54	60.0	1.48	300.0	1.46	600	1.45
700	35	1.61	56.00	1.45	70.0	1.39	350.0	1.38	700	1.38

d) Tarifa V. Alumbrado público. De las 17 a las 6 horas.

Por cada 50 W o fracción de carga conectada: 0.414 dólares/mes
 Precio promedio (390 horas/mes): 0.0212 dólares/kWh

e) Tarifas de las Cooperativas de Electrificación Rural

V-1) Tarifa I. De uso general, para consumos mensuales hasta de 3 000 kWh

	<u>Dólares</u>
Primeros 20 kWh	0.9023
Siguientes 30 kWh	0.0451/kWh
Siguientes 150 kWh	0.0376/kWh
Resto	0.0301/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
20	0.90	4.51
50	2.25	4.51
100	4.13	4.13
200	7.89	3.95
300	10.90	3.63
500	16.92	3.38
1 000	31.97	3.20
2 000	62.07	3.10
3 000	92.17	3.07

V-2) Tarifa II. De uso general, para consumos mayores de 3 000 kWh.
Servicio en alta tensión.

	<u>Dólares</u>
Cargo por demanda: Primeros 15 kW	22.56
Por kW adicional	1.504/kW
Cargo por energía: Primeros 3 000 kWh	69.55
Resto	0.0226/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>15 kW</u>		<u>100 kW</u>	
	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
200	3.0	3.07	20	3.02
300	4.5	2.80	30	2.77
400	6.0	2.66	40	2.64
500	7.5	2.58	50	2.56
600	9.0	2.53	60	2.51
700	10.5	2.49	70	2.48

V-3) Tarifa III. Alumbrado público. De las 17 a las 6 horas.
Por cada 50 W o fracción de carga conectada: 0.6015 dólares/mes
Precio promedio (390 horas/mes): 0.0308 dólares/kWh

2. Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

Tarifas por medidor de kWh

a) Tarifa residencial de alumbrado y calefacción

Aplicable también a colegios de enseñanza, hospitales y hospicios.
 También a las iglesias, contando cada tomacorriente como un cuarto.

	<u>Dólares</u>
Primeros 5 kWh/cuarto	0.03714/kWh
Siguientes 5 kWh/cuarto	0.02541/kWh
Resto	0.01593/kWh
Cuota mínima mensual (4 cuartos)	1.0226

Variaciones de la tarifa

Consumo (kWh)	4 cuartos		8 cuartos		10 cuartos		12 cuartos	
	Dólares	Cent./kWh	Dólares	Cent./kWh	Dólares	Cent./kWh	Dólares	Cent./kWh
20	1.02	5.11 ^{a/}	-	-	-	-	-	-
40	1.25	3.13	1.49	3.71	-	-	-	-
50	1.41	2.82	1.74	3.48	1.86	3.72	-	-
60	1.57	2.62	1.99	3.32	2.11	3.52	2.23	3.72
80	1.89	2.36	2.50	3.13	2.62	3.28	2.74	3.43
100	2.21	2.21	2.82	2.82	3.13	3.13	3.24	3.24
120	2.52	2.10	3.14	2.62	3.45	2.88	3.75	3.13
200	3.80	1.90	4.41	2.21	4.72	2.36	5.02	2.51
500	8.58	1.72	9.19	1.84	9.50	1.90	9.80	1.96
1 000	16.54	1.65	17.16	1.72	17.47	1.75	17.77	1.78
2 000	32.47	1.62	33.09	1.65	33.40	1.67	33.70	1.69
3 000	48.40	1.61	49.02	1.63	49.33	1.64	49.63	1.65

a/ Aplica el cargo mínimo.

b) Tarifa comercial ("Alumbrado y calefacción para otros usos que no sean los anteriores")

	<u>Dólares</u>
Primeros 5 kWh/tomacorriente	0.04180/kWh
Siguientes 5 kWh/tomacorriente	0.02947/kWh
Resto	0.01864/kWh

/Cuota

Cuota mínima: 0.069 dólares/toma corriente y 0.511 dólares/kW o fracción instalado en calefacción y aparatos mayores de 650 W. No será inferior a 1.271 dólares, contando no menos de 4 tomacorrientes de 200 W o fracción cada uno. Para abonados que tienen la mayor parte de sus servicios en calefacción y una parte menor en motores, toda la carga de calefacción y motores será reducida a kW para la aplicación de la tarifa.

Variaciones de la tarifa

Consumo (kWh)	4 tomacorrientes		10 tomacorrientes		20 tomacorrientes	
	Factura (dólares)	Cent./kWh	Factura (dólares)	Cent./kWh	Factura (dólares)	Cent./kWh
20	1.27	6.35 ^{a/}	-	-	-	-
40	1.43	3.58	-	-	-	-
50	1.62	3.24	2.09	4.18	-	-
100	2.55	2.55	3.56	3.56	4.18	4.18
150	3.48	2.32	4.49	2.99	5.65	3.77
200	4.41	2.21	5.42	2.71	7.13	3.57
500	10.00	2.00	11.02	2.20	12.72	2.54
1 000	19.32	1.93	20.34	2.03	22.04	2.20
2 000	37.96	1.90	38.98	1.95	40.68	2.03
3 000	56.60	1.89	57.62	1.92	59.32	1.98

^{a/} Aplica el cargo mínimo.

c) Tarifa para fuerza motriz en general

Para alumbrado y fuerza motriz, siempre que la potencia en alumbrado no exceda de un 10 por ciento de la carga conectada total.

Se aplica por kWh como sigue:

	<u>Dólares</u>
60 kWh/HP o fracción para primeros 3 HP	
50 kWh/HP o fracción para siguientes 12 HP	
45 kWh/HP o fracción para el resto de HP	
	0.0371/kWh
Siguientes 750 kWh	0.0186/kWh
Resto	0.0116/kWh

/Cuota

Dólares

Cuota mínima:	Hasta 3 HP	1.5263/HP o fracción
	De 4 hasta 15 HP	1.2707/HP o fracción
	De 16 hasta 25 HP	1.1353/HP o fracción
	De 26 en adelante	1.0226/HP o fracción

Para instalaciones de más de 3 HP, las cuotas mínimas serán aumentadas a razón de 0.2556 dólares/HP cuando la Compañía suministre los transformadores.

Al aplicar esta tarifa no se tomarán en cuenta hasta 5 lámparas de 50 W. Servicios menores de 5 HP serán servidos con corriente monofásica.

Variaciones de la tarifa

kWh/kW	1 HP		3 HP		15 HP		100 HP	
	kWh	Cent./kWh	kWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh
150	150	2.60	450	2.60	2.25	2.28	15	1.98
200	200	2.42	600	2.42	3.00	2.00	20	1.77
300	300	2.23	900	2.23	4.50	1.72	30	1.57
400	400	2.14	1 200	1.98	6.00	1.58	40	1.47
500	500	2.08	1 500	1.82	7.50	1.50	50	1.41
600	600	2.05	1 800	1.71	9.00	1.44	60	1.36
700	700	2.02	2 100	1.63	10.50	1.40	70	1.34

d) Tarifa opcional para servicios no residenciales con una demanda máxima de 17 kW o más

Dólares

Cargo por demanda:		1.8586/kW
Cargo por energía:	Primeros 50 kWh/kW	libres
	Siguientes 100 kWh/kW	0.0186/kWh
	Siguientes 100 000 kWh	0.0108/kWh
	Resto	0.0071/kWh
Cuota mínima:	Por 17 kW o menos	31.597

Descuento: 0.1955 dólares/kW, cuando los transformadores sean propiedad del cliente. (Se aplica también a la cuota mínima.)

- 1) Tarifa equivalente para consumos con factores de carga superiores a 150 kWh/kW, y menos de 100 000 kWh de exceso:

Demanda: 2.10 dólares/kW Energía: 0.0108 dólares/kWh

- 2) Tarifa equivalente si el tercer bloque pasa de 100 000 kWh:

Cargo fijo: 370.00 dólares

Demanda: 2.655 dólares/kW Energía: 0.0071 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

kWh/kW	17 kW		200 kW		500 kW		1 000 kW		10 000 kW	
	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh
150	2.55	2.48	30	2.48	75	2.48	150	2.48	1 500	2.48
200	3.40	2.13	40	2.13	100	2.13	200	2.13	2 000	2.06
300	5.10	1.78	60	1.78	150	1.78	300	1.72	3 000	1.61
400	6.80	1.61	80	1.61	200	1.56	400	1.47	4 000	1.38
500	8.50	1.50	100	1.50	250	1.39	500	1.32	5 000	1.25
600	10.20	1.43	120	1.43	300	1.28	600	1.21	6 000	1.16
700	11.90	1.38	140	1.35	350	1.20	700	1.14	7 000	1.09

e) Tarifa para periódicos

Dólares

Primeros 400 kWh

0.0371/kWh

Resto

0.0186/kWh

Mínimo: Según tarifa c) pero nunca menos de 19.06 dólares (15 HP)
(1 HP = 750 W)

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
650	19.49	3.00
1 000	26.00	2.60
2 000	44.60	2.23
3 000	63.20	2.11
5 000	100.40	2.01
10 000	193.40	1.93
20 000	379.40	1.90
50 000	937.40	1.87
100 000	1 867.40	1.87

/f) Tarifa

f) Tarifa para beneficios de café

Se aplica a instalaciones no menores de 15 HP.

Dólares

Primeros 400 kWh/HP de demanda máxima durante el año 0.0371/kWh

Resto del consumo anual 0.0186/kWh

Cuota mínima anual: Según tarifa c) multiplicada por 12, pero nunca menos de 228.72 dólares (15 HP)

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>15 HP</u>		<u>1 000 HP</u>	
	<u>kWh</u>	<u>(centavos de dólar/kWh)</u>	<u>kWh</u>	<u>(centavos de dólar/kWh)</u>
400	6 000	(3.81) ^{a/}	400 000	3.71
500	7 500	3.34	500 000	3.34
600	9 000	3.09	600 000	3.09
700	10 500	2.92	700 000	2.92

a/ Aplica cuota mínima.

g) Tarifa para alumbrado público

Aplicable a vías, plazas y parques públicos. Servicio de las 17 a las 6 horas. (Fija mensual.)

<u>Por cada lámpara de:</u>	<u>Factura mensual (dólares)</u>		
	<u>Sólo energía</u>	<u>Energía y mantenimiento menos bombillas</u>	<u>Energía y bombillas sin mantenimiento</u>
50 W o fracción	0.2541	0.5083	-
51 a 100 W	0.5083	1.0165	0.7624
101 a 150 W	0.7624	1.5248	-
151 a 200 W	1.0165	2.0331	1.5248
201 a 250 W	1.2707	2.5414	-
251 a 300 W	1.5248	3.0496	2.2872
301 a 350 W	1.7789	3.5579	-
351 a 400 W	2.0331	4.0662	3.0496

Para lámparas de 300 W cada una, dentro del perímetro de la ciudad, la Compañía cobrará 2.2872 dólares mensuales por cada lámpara, corriendo por cuenta de la misma los gastos de mantenimiento, reparación, limpieza

/y cuidado

y cuidado en todo aspecto referente a tales servicios; suministrando lámparas y sus accesorios sin excepción.

En todos los casos en que la Compañía reponga las bombillas o tubos de luz quemados, la reposición de los rotos se hará por cuenta del Municipio, el Gobierno u otro abonado, según el caso.

VI. PANAMA

1. Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE)

a) Tarifa regular No. 11. Por medidor de kWh

	<u>Dólares</u>
Consumo mínimo mensual	1.00
Primeros 20 kWh	0.10/kWh
Siguientes 20 kWh	0.09/kWh
Siguientes 20 kWh	0.08/kWh
Siguientes 140 kWh	0.07/kWh
Siguientes 800 kWh	0.048/kWh
Resto	0.046/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
20	2.00	10.00
40	3.80	9.50
60	5.40	9.00
200	15.20	7.60
500	29.60	5.92
1 000	53.60	5.36
2 000	99.60	4.98
3 000	145.60	4.85
10 000	467.60	4.68
20 000	927.60	4.64

/b) Tarifa

- b) Tarifa opcional para servicio eléctrico general No. 51. Para cargas hasta de 10 000 kW de demanda. Servicio a voltaje primario.

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:		2.75/kW
Cargo por energía:	Primeros 20 000 kWh o menos	400.00
	Siguientes 80 000 kWh	0.02/kWh
	Resto	0.015/kWh
Cargo mínimo: 400 dólares/mes más el cargo por demanda.		
Tarifa equivalente para más de 100 000 kWh:		
Cargo fijo: 500 dólares		
Demanda: 2.75 dólares/kW Energía: 0.015 centavos/kWh		

Variaciones de la tarifa

kWh/kW	100 kW		500 kW		1 000 kW		5 000 kW		10 000 kW	
	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh	MWh	Cent./kWh
200	20	3.38	100	3.38	200	3.13	1 000	2.93	2 000	2.90
300	30	2.92	150	2.75	300	2.58	1 500	2.45	3 000	2.43
400	40	2.69	200	2.44	400	2.31	2 000	2.21	4 000	2.20
500	50	2.55	250	2.25	500	2.15	2 500	2.07	5 000	2.06
600	60	2.46	300	2.13	600	2.04	3 000	1.98	6 000	1.97
700	70	2.39	350	2.04	700	1.96	3 500	1.91	7 000	1.90

- c) Tarifa para servicio eléctrico general No. 52. Para demandas mayores de 10 000 kW. Servicio a voltaje primario

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:	Primeros 10 000 kW	2.75/kW
	Siguientes 30 000 kW	2.50/kW
	Resto	2.00/kW
Cargo por energía:	Primeros 20 000 kWh o menos	400.00
	Siguientes 80 000 kWh	0.02/kWh
	Siguientes 2 900 000 kWh	0.015/kWh
	Siguientes 9 000 000 kWh	0.012/kWh
	Siguientes 38 000 000 kWh	0.009/kWh
	Resto	0.007/kWh
Cargo mínimo: 400 dólares/mes más el cargo por demanda.		

Tarifas equivalentes:

- 1) Para demandas entre 11 y 40 MW y consumos mayores de 3 y hasta 12 GWh:
Carga fijo: 12 000 dólares
Demanda: 2.50 dólares/kW Energía: 0.012 dólares/kWh
- 2) Para demandas entre 11 y 40 MW y consumos mayores de 12 y hasta 50 GWh:
Carga fijo: 48 000 dólares
Demanda: 2,50 dólares/kW Energía: 0.009 dólares/kWh
- 3) Para demandas mayores de 40 MW y consumos superiores a 12 y hasta 50 GWh:
Carga fijo: 68 000 dólares
Demanda: 2.00 dólares/kW Energía: 0.009 dólares/kWh
- 4) Para demandas mayores de 40 MW y consumos superiores a 50 GWh:
Carga fijo: 168 000 dólares
Demanda: 2.00 dólares/kW Energía: 0.007 dólares/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>11 MW</u>		<u>40 MW</u>		<u>70 MW</u>		<u>100 MW</u>	
	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>GWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
200	2.2	2.89	8	2.60	14	2.39	20	2.24
300	3.3	2.40	12	2.13	21	1.89	30	1.79
400	4.4	2.10	16	1.83	28	1.64	40	1.57
500	5.5	1.92	20	1.64	35	1.49	50	1.44
600	6.6	1.80	24	1.52	42	1.40	60	1.31
700	7.7	1.71	28	1.43	49	1.32	70	1.23

- d) Tarifa para alumbrado público No. 61. Cargos fijos mensuales por cada lámpara

	<u>Dólares</u>
<u>Tipo 1.</u> Incandescentes de 92 W	3.25 c/u
100 W	3.25
175 W	3.50
189 W	3.50
220 W	3.50

/Tipo 2.

		<u>Dólares</u>
<u>Tipo 2.</u>	Fluorescentes 20 W	3.75
	40 W	4.00
<u>Tipo 3.</u>	Semi-mercurio 160 W	3.60
<u>Tipo 4.</u>	Mercurio 100 W	3.75
	160 W	4.35
	175 W	4.90

e) Tarifa para edificios públicos No. 71 (contrato especial No. 13)

	<u>Dólares</u>
Consumo mínimo mensual	1.00
Primeros 20 kWh	0.15/kWh
Siguientes 10 kWh	0.14/kWh
Siguientes 10 kWh	0.13/kWh
De 38 a 60 kWh a tarifa fija de	5.40
Siguientes 40 kWh	0.09/kWh
Siguientes 100 kWh	0.07/kWh
Resto	0.05/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
20	3.00	15.00
30	4.40	14.70
37	5.31	14.40
38	5.40	14.20
50	5.40	10.08
60	5.40	9.00
100	9.00	9.00
200	16.00	8.00
500	31.00	6.20
1 000	56.00	5.60
2 000	106.00	5.30
3 000	156.00	5.20
5 000	256.00	5.12
10 000	506.00	5.06
20 000	1 006.00	5.03

/f) Tarifas

f) Tarifas por contratos especiales

1) IRHE - Panama Canal Co. (PCC)

Cargo por demanda: 30 MW a 3.70 dólares/kW (111 000 dólares fijos/mes)

Cargo por energía consumida: 0.421 dólares/kWh

La CPFL cobra al IRHE por concepto de transporte de la energía que éste vende a PCC, lo siguiente:

Cargo por demanda: 0.40 dólares/kW (12 000 dólares fijos/mes)

Cargo por energía: 0.045 dólares/kWh

Precios netos recibidos por el IRHE:

Cargo por demanda: 30 MW a 3.30 dólares/kW (99 000 dólares fijos/mes)

Cargo por energía: 0.376 dólares/kWh (mínimo: 131.4 GWh/año)

Existen además en el contrato correspondiente ciertas cláusulas de ajuste de los precios aquí indicados, como sigue:

En el cargo por demanda: Por variación en el costo del personal laboral de la planta generadora.

En el cargo por energía: Por variación en el precio del combustible

En los cargos de transmisión de CPFL: Por las variaciones anteriores, en la misma proporción.

2) IRHE - Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL)

Cargo por demanda: 7.5 MW a 3.30 dólares/kW (24 750 dólares fijos/mes)

Cargo por energía consumida: 0.376 dólares/kWh

Cláusulas de ajuste iguales a las de la tarifa IRHE-PCC.

Variaciones de las tarifas

kWh/kW	IRHE-PCC (30 MW)		IRHE-CPFL (7.5 MW)		Totales (37.5 MW)	
	GWh	Cent./kWh	GWh	Cent./kWh	GWh	Cent./kWh
300	9	1.65	2.25	1.48	11.25	1.62
400	12	1.35	3.00	1.20	15.00	1.32
500	15	1.16	3.75	1.04	18.75	1.14
600	18	1.04	4.50	0.93	22.50	1.02
700	21	0.95	5.25	0.85	26.25	0.93

2. Compañía Panameña de Fuerza y Luz (CPFL)

a) Tarifa residencial No. 11-R

	<u>Dólares</u>
Primeros 3 kWh o menos	0.25
Siguientes 17 kWh	0.08/kWh
Siguientes 30 kWh	0.055/kWh
Siguientes 50 kWh	0.039/kWh
Siguientes 300 kWh	0.026/kWh
Siguientes 350 kWh	0.022/kWh
Resto	0.02/kWh

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
3	0.25	8.33
20	1.61	8.05
50	3.26	6.52
100	5.21	5.21
400	13.01	3.25
750	20.71	2.76
1 000	25.71	2.57
2 000	45.71	2.29
3 000	65.71	2.19

b) Tarifa para servicio eléctrico general No. 29 (a voltaje secundario)

1) Para demandas de facturación de 5 kW o menos

	<u>Dólares</u>
Primeros 3 kWh o menos	0.25
Siguientes 100 kWh	0.08/kWh
Siguientes 125 kWh	0.05/kWh
Siguientes 300 kWh	0.03/kWh
Siguientes 2 500 kWh	0.025/kWh
Resto	0.02/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>Consumo (kWh)</u>	<u>Factura (dólares)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
3	0.25	8.33
103	8.25	8.01
228	14.50	6.36
528	23.50	4.45
3 028	86.00	2.84
3 500	95.44	2.73

2) Para demandas de facturación de 6 kW o más

	<u>Dólares</u>
Primeros 3 kWh o menos	0.25
Siguientes 20 kWh/kW	0.08/kWh
Siguientes 25 kWh/kW	0.05/kWh
Siguientes 60 kWh/kW	0.03/kWh
Siguientes 150 kWh/kW (mínimo 2 500 kWh)	0.025/kWh
Resto	0.02/kWh
Cargo mínimo: 0.25 dólares más 1.50 dólares/kW en exceso de 5 kW	
Tarifa equivalente para consumos mayores de 255 kWh/kW y 17 kW:	
Cargo fijo: 0.19 dólares	
Demanda: 3.30 dólares/kW Energía: 0.02 dólares/kWh	

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>6 kW</u>		<u>10 kW</u>		<u>17 kW</u>		<u>30 kW</u>	
	<u>kWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>kWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>kWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>kWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
255	1 530	3.31	2 550	3.30	4 355	3.29	7 650	3.29
300	1 800	3.19	3 000	3.18	5 100	3.10	9 000	3.10
400	2 400	3.01	4 000	2.95	6 800	2.83	12 000	2.83
500	3 000	2.91	5 000	2.76	8 500	2.66	15 000	2.66
600	3 600	2.78	6 000	2.64	10 200	2.55	18 000	2.55
700	4 200	2.67	7 000	2.55	11 900	2.47	21 000	2.47

c) Tarifa para servicio eléctrico de fuerza No. 25

A voltaje primario y para cargas de 30 kW o mayores

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:		1.50/kW
Cargo por energía:	Primeros 15 kWh/kW	libres
	Siguientes 15 kWh/kW	0.04/kWh
	Siguientes 30 kWh/kW	0.032/kWh
	Siguientes 60 kWh/kW	0.024/kWh
	Siguientes 280 kWh/kW	0.018/kWh
	Resto	0.012/kWh

Cargo mínimo: El cargo por demanda

Tarifa equivalente para más de 400 kWh/kW:

Demanda: 4.74 dólares/kW Energía: 0.012 dólares/kWh.

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>Consumo (kWh)</u>		<u>Factura (dólares/kW)</u>	<u>Precio promedio (centavos de dólar/kWh)</u>
	<u>30 kW mínimo</u>	<u>100 kW máximo</u>		
400	12 000	40 000	9.54	2.39
500	15 000	50 000	10.74	2.15
600	18 000	60 000	11.94	1.99
700	21 000	70 000	13.14	1.88

d) Tarifa para servicio eléctrico de fuerza mayor No. 27

A voltaje primario y para cargas de 100 kW o mayores:

		<u>Dólares</u>
Cargo por demanda:		1.65/kW
Cargo por energía:	Primeros 25 kWh/kW	0.036/kWh
	Siguientes 50 kWh/kW	0.024/kWh
	Siguientes 75 kWh/kW (mínimo 20 000 kWh)	0.016/kWh
	Siguientes 280 kWh/kW	0.012/kWh
	Resto	0.010/kWh

Cargo mínimo: El cargo por demanda.

Tarifa equivalente para más de 430 kWh/kW y 267 kW:

Demanda: 4.01 dólares/kW Energía: 0.01 dólares/kWh

/Variaciones

Variaciones de la tarifa

<u>kWh/kW</u>	<u>100 kW</u>		<u>267 kW</u>		<u>1 000 kW</u>	
	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>	<u>MWh</u>	<u>Cent./kWh</u>
400	40	2.11	106.80	1.99	400	1.99
430	43	2.05	114.81	1.93	430	1.93
500	50	1.93	133.50	1.80	500	1.80
600	60	1.79	160.20	1.67	600	1.67
700	70	1.68	186.90	1.57	700	1.57

e) Tarifas por contrato especial CPFL-IRHE

1) CPFL vende a IRHE 1 000 kW

En la Planta Las Minas: 800 kW a los mismos precios que el IRHE vende a CPFL, más un 10 por ciento

En la carretera Boyd-Roosevelt: 200 kW a los mismos precios que el IRHE vende a CPFL, más un 40 por ciento

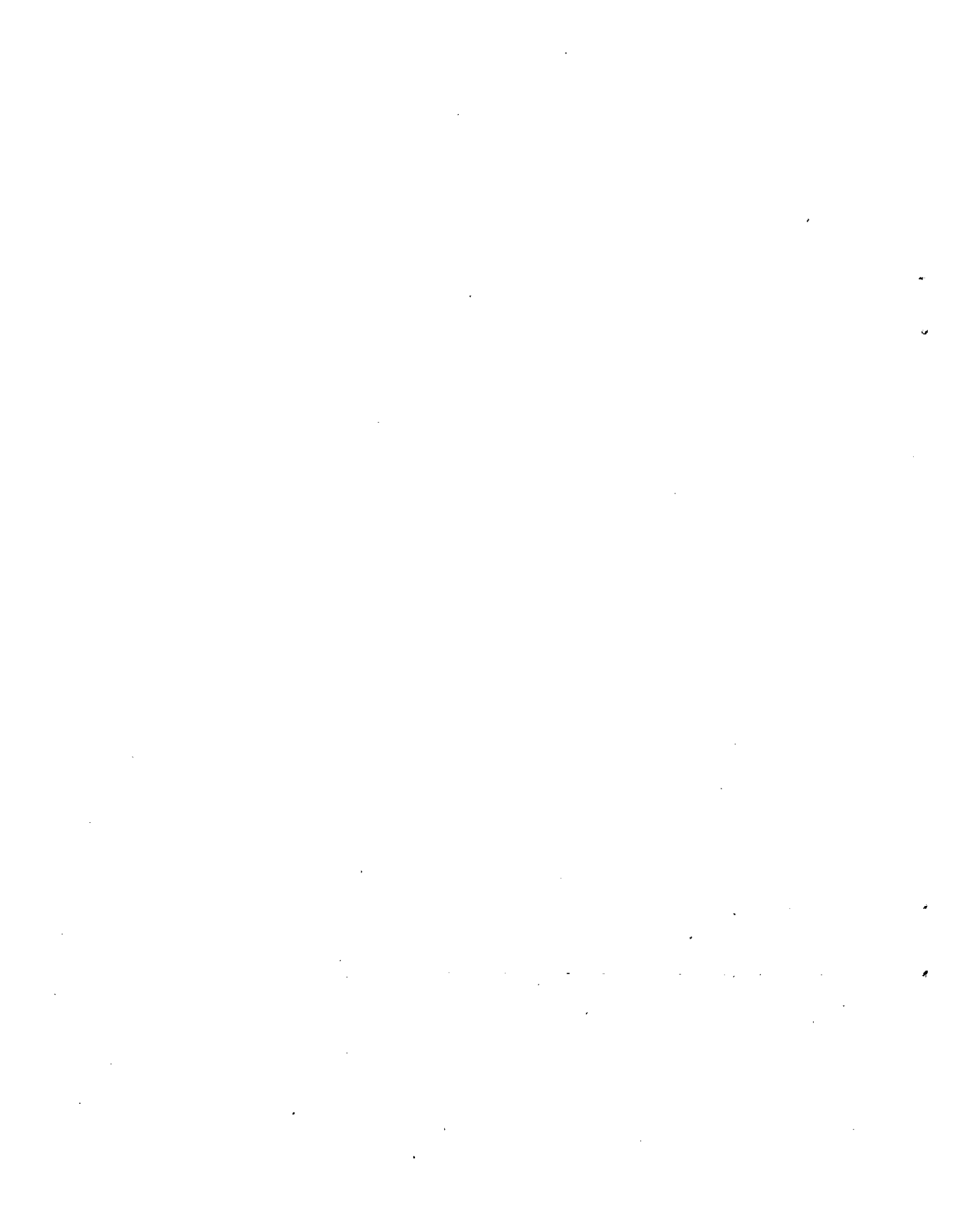
2) Energía para el arranque de la Planta Las Minas

Al precio promedio por kWh, que la CPFL haya pagado al IRHE en los seis meses anteriores.

Anexo 2

PRINCIPIOS DE TARIFACION ELECTRICA

Informe del señor Eugenio Salazar presentado a la Reunión de Expertos sobre Bases para la Estructura Tarifaria en el Sector Eléctrico en América Latina, celebrada en Santiago de Chile, del 10 al 20 de diciembre de 1962.



1. Introducción

La fijación de los precios de venta en la industria de energía eléctrica presenta dos problemas principales que derivan, uno, del carácter monopolístico o de semimonopolio que tienen las industrias llamadas "de servicio público", y el otro, de las características físicas o condiciones técnicas que definen el suministro.

Este doble aspecto del problema tarifario obliga a distinguir, de partida, dos conceptos en materia de precios:

- 1) Precio medio o nivel medio general de precios;
- 2) Precios específicos aplicables a cada tipo de consumo o a cada consumidor en particular.

En ausencia de los factores que actúan normalmente en un mercado de competencia, el suministro público de energía eléctrica está sujeto a regulación por parte del Estado. Se persigue con esto proteger a los usuarios frente a posibles prácticas monopolísticas o discriminatorias de la empresa proveedora y asegurar por otra parte, a la empresa, condiciones económicas satisfactorias para su operación y desenvolvimiento. Estos son, al menos, los propósitos de la regulación de la industria, no siempre logrados en la práctica, especialmente en los países latinoamericanos, por diversas razones y circunstancias.

A la entidad reguladora de la industria corresponde, entre otras cosas, fijar el monto de la remuneración que una empresa tiene derecho a percibir por los servicios suministrados a sus consumidores.

El precio medio general o nivel tarifario medio, expresión convencional resultante de dividir los ingresos totales por la cantidad de energía vendida, es sólo consecuencia de un punto básico de regulación: la determinación de los ingresos de explotación de una empresa.

Definido el monto de los ingresos que se consideren adecuados, cualquiera que sea el criterio empleado por el organismo regulador para establecerlo, corresponde abordar propiamente el problema de tarificación, esto es, el diseño o elaboración de escalas específicas de precios que se han de aplicar a los servicios suministrados a los diferentes tipos de consumidores.

/El servicio

El servicio eléctrico es una combinación de cantidad, intensidad y oportunidad del uso de la energía, que es propia de cada consumidor y que tiene una influencia decisiva en el régimen de costos de la empresa. Por esta razón no puede hablarse estrictamente del precio de la energía eléctrica sin especificar las condiciones en que esta energía se suministra.

De allí la necesidad de disponer de tarifas, que no son precios sino tablas o escalas de precios que valen para las múltiples modalidades de consumo que se presentan en la práctica. Así por ejemplo, el servicio eléctrico que se suministra a un consumidor industrial importante no queda definido sólo por la cantidad de energía consumida (kWh), sino que, además, por otros elementos tales como: demanda máxima (kW), factor de carga, factor de potencia, voltaje de entrega, restricción de demanda en horas de punta, proporción de energía térmica (ajuste por combustible), etc.

A falta de un instrumento de autocontrol de precios y utilidades de la industria de servicio público, que pudiera operar como sustituto de la condición de competencia, por imperfecta que ésta fuera, no aparece otro medio más adecuado para tratar de aproximarse a este objetivo que la regulación de la industria.

En realidad el problema no tiene solución, porque es imposible reproducir como en un modelo, todos los factores y circunstancias que actúan en un medio competitivo y que están en permanente variación.

Ante esta dificultad, lo único que cabe a la entidad reguladora es adoptar una posición de equidad frente a los intereses divergentes de la empresa abastecedora y de los consumidores. Tal criterio se expresa en el principio de que los precios aplicados a los consumidores y las utilidades obtenidas por la empresa deben ser "justos y razonables".

Por lo general, las normas legales de regulación de la industria no fijan procedimientos para la elaboración de las tarifas, ni establecen cuántas ni de qué tipo deben ser éstas. Aparte de velar porque cada tarifa, una vez aprobada y promulgada, se aplique debidamente y sin discriminación a todos los consumidores de iguales características que encuadren en ella, lo que interesa principalmente a la entidad reguladora a este respecto es que el producto de las ventas, a los precios establecidos, no exceda de un máximo considerado aceptable según las normas vigentes.

2. Determinación de los ingresos de explotación

Como se comprende, el concepto de precios razonables deja un margen muy amplio de interpretación y de aplicación práctica. Como punto de partida, parece legítimo aceptar que los ingresos de una empresa eléctrica deben ser suficientes para cubrir todos sus costos, incluida una utilidad que, en promedio, no debiera ser superior a la que obtienen otros negocios que envuelven iniciativa y riesgos similares.

Aun cuando los ingresos efectivos de una empresa cubran la totalidad de sus costos, esto no significa necesariamente que el costo total para la empresa sea igual al costo total para los consumidores. Desde luego, algunas teorías de precios en servicio público pueden sostener que los consumidores paguen sólo una parte de los costos de la empresa y que el resto se entere con subsidios del Estado, que financiarían los contribuyentes. Por otra parte, es posible que el precio del servicio se recargue con impuestos especiales, que la empresa recauda por cuenta del fisco, lo que hace que el costo al consumidor sea mayor que el costo para la empresa.

Salvo en casos muy calificados, que podrían justificarse mejor en otros tipos de servicio público,^{1/} parece que lo "justo y razonable" es que los consumidores paguen la totalidad de los costos en que incurre la empresa para suministrar los servicios, trátase de empresas de propiedad privada o de propiedad pública.

Una duda que surge, cuando hay exceso de capacidad disponible de las instalaciones, especialmente en un período inicial de desarrollo de una empresa, es si los costos totales deben ser pagados por los consumidores presentes o por los que habría cuando se alcance un nivel mínimo normal de utilización.

^{1/} Se sostiene, por ejemplo, que al instalar un nuevo servicio de agua potable no sólo se benefician los usuarios inmediatos sino también los propietarios de extensos terrenos baldíos, que aprovechan del mayor valor adquirido por sus propiedades sin contribuir al sostenimiento de los costos de la empresa abastecedora, a menos que se les cobre un impuesto especial con este fin. El argumento valdría también para el servicio eléctrico, a diferencia de que en este caso, como las instalaciones de distribución son más flexibles, lo probable es que la inversión en líneas secundarias que beneficien directamente a ciertos sitios o sectores represente una proporción muy baja de las inversiones totales de la empresa.

Esta situación es semejante a la que enfrenta en un momento dado cualquier empresa industrial que debe colocar su producción en un mercado nuevo. Siguiendo en lo posible el ideal competitivo, habría que aceptar que durante un período razonable de explotación la empresa eléctrica no alcance a recuperar la totalidad de sus costos fijos, ya que los demás se entenderían cubiertos. Pero como la industria de servicio público tendría sus utilidades limitadas una vez alcanzado el nivel normal de operaciones, la insuficiencia de ingreso durante los primeros años de explotación de un nuevo servicio puede considerarse como una inversión destinada al desarrollo de la empresa, al igual que los gastos de organización y otras inversiones legítimas de carácter intangible. Se permitiría, por consiguiente, capitalizar la insuficiencia de ingresos, agregándola al resto de las inversiones.

Si el precio "razonable" del servicio eléctrico, al menos en su nivel medio general, se ha de fijar en función del costo para la empresa, será necesario definir los diversos elementos o componentes del costo y establecer si estos elementos, por su naturaleza y su monto, son razonables o justificados.

Conviene distinguir para este examen los siguientes grupos o conceptos del costo total:

- 1) Gastos de operación y mantenimiento
(En otras ocasiones los hemos llamado también "gastos directos de explotación").
- 2) Depreciación (de bienes físicos) y amortización (de intangibles y otras inversiones relacionadas con el servicio suministrado)
- 3) Impuestos, incluido el impuesto a las utilidades
- 4) Intereses sobre deudas
(Costo de los fondos obtenidos en préstamo)
- 5) Utilidad
(Costo de los fondos aportados por los propietarios o remuneración del patrimonio).

La verificación de los gastos de operación y mantenimiento, así como de los impuestos, no ofrece mayores dificultades, salvo en lo que se

/refiere a

refiere a establecer su propiedad y justificación. Lo mismo ocurre con los intereses cuando éstos se consideran por separado en el cómputo de los costos totales.

No existe ni puede fijarse una norma general para juzgar cuándo un gasto es excesivo o desproporcionado, aun cuando sea efectivamente asignable a una operación dada. Aparte de detectar fallas evidentes en los métodos operativos y de administración, el único recurso que tiene el organismo regulador es comparar índices de gastos específicos con los de otras empresas de características similares (por ejemplo, gasto de combustible por kWh generado, gasto de mantenimiento por km de línea de transmisión). Esto requiere disponer de una información estadística y contable muy completa de las diferentes empresas controladas y de un personal con gran experiencia en explotación de servicios eléctricos. Ambos requisitos son difíciles de satisfacer, en general, en el estado actual de la regulación de la industria eléctrica latinoamericana.

No pudiendo reproducir las condiciones que rigen en un mercado de competencia, la acción de las entidades reguladoras de la industria de servicio público tiene que ser, lamentablemente, pasiva en lo que respecta al control de los gastos de operación y mantenimiento de las empresas.

El punto que presenta mayores dificultades tanto en la teoría como en la práctica regulatoria es el referente a la determinación de los otros elementos de costo: la depreciación y la utilidad. Directa o indirectamente, ambos conceptos se relacionan con la "valuación" de los bienes de la empresa o estimación de las inversiones que dichos bienes representan.

En forma breve, la depreciación puede definirse como la pérdida o extinción gradual del valor de servicio de un bien material, por causas físicas o funcionales, en cuanto dicha pérdida no pueda recuperarse con el mantenimiento normal ni mediante un seguro. El mismo concepto vale para bienes intangibles y otras inversiones no recuperables de duración limitada, en cuyo caso se emplea, con mayor propiedad, el término "amortización".

Ya que no existe un medio objetivo para medir la depreciación, puede aceptarse cualquier método para registrarla contablemente con cargo a los gastos de explotación, siempre que permita recuperar, a lo largo del período

/de servicio

de servicio, la inversión total comprometida. La tendencia general, al menos en la industria eléctrica, es adoptar el método de depreciación lineal, que tiene entre otros el mérito de la simplicidad.

El cálculo de la depreciación envuelve, en primer lugar, una estimación de la vida útil del bien depreciable. Esta estimación considera, por una parte, la experiencia general de la industria y, por otra, las condiciones particulares en que el bien presta o va a prestar servicio. Como es sólo una estimación, está sujeta a revisiones, de acuerdo con el comportamiento del bien y sus expectativas de vida en un momento dado.

En general, la estimación de vida útil, expresada por la tasa de depreciación, no da lugar en la práctica a discrepancias mayores, ni entre diversas empresas ni entre éstas y las entidades reguladoras. Lo que parece inaceptable es la prescripción, en algunas legislaciones eléctricas, de una tasa global fija, que ignora las características propias de los diversos tipos de bienes y que puede ser excesiva o muy baja en relación con la tasa media resultante de considerar la vida útil probable de cada uno de los elementos del conjunto. Una sobreestimación no tendría mayores consecuencias, aparte de gravar más fuertemente a los consumidores presentes en beneficio de los consumidores futuros. Pero una subestimación de la tasa de depreciación impediría a una empresa recuperar en definitiva la inversión realizada.

El otro elemento que entra en el cálculo de la depreciación es el "valor base" o monto representativo de la inversión que se pretende amortizar. Como este mismo concepto se relaciona también con el problema de la utilidad razonable o justa, nos ocuparemos de él más adelante, después de referirnos al factor "rentabilidad".

En la clasificación de costos indicada anteriormente se mencionan, por una parte, los intereses sobre deudas, como "costo del capital acreedor", y por otra, la utilidad, como "costo del capital propietario".

En la forma corriente de la regulación de la industria de servicio público, en los Estados Unidos y en muchos países latinoamericanos, no se hace distinción entre estos dos elementos de costo y se los trata en conjunto.

/De acuerdo

De acuerdo con este criterio, el ingreso total de explotación, que puede o no coincidir con el costo total considerado aceptable, se compone de dos partes o grupos principales, que designamos por:

- a) Gastos de Explotación (Operating Expenses)
Comprende gastos de operación y mantenimiento, depreciación (más amortización, si corresponde) e impuestos;
- b) Ingreso Neto de Explotación (Operating Income)
Comprende intereses sobre deuda y utilidad.

Hay que advertir que los términos "Gastos de Explotación" e "Ingreso Neto de Explotación", al igual que muchos otros de la legislación y contabilidad eléctricas, no están normalizados en Latinoamérica y si a veces se emplean, pueden significar, según el país, conceptos diferentes a los aquí señalados.

Quando el principio regulador no se ocupa de la capitalización de la empresa y no distingue, por consiguiente, entre intereses y utilidad, se supone que el Ingreso Neto de Explotación, o sea todo lo que excede de los Gastos de Explotación, representa la remuneración conjunta de acreedores y propietarios. Lo que interesa en estos casos es que esta remuneración (return) sea razonable.

Otro criterio de regulación de precios, empleado en varios países latinoamericanos, considera los intereses sobre deudas como un gasto adicional que se agrega a los llamados aquí Gastos de Explotación. En este caso, específicamente se trata de establecer la remuneración legítima o razonable que corresponde al propietario, esto es, la "utilidad" resultante de la explotación eléctrica.

Cualquiera de los dos principios reguladores señalados plantea un problema similar: fijar una tasa o tanto por ciento razonable de rentabilidad y establecer un valor base o de referencia, supuesto también razonable, al cual se aplica la rentabilidad.

Si lo que se pretende regular son las utilidades, en el supuesto que los intereses de la deuda sean aceptables y justificados, un criterio orientador sería limitar, con cierto margen de fluctuación, el rendimiento de la inversión patrimonial a un tanto por ciento semejante al que obtendrían en

/promedio

promedio los inversionistas de la empresa en otros negocios o actividades industriales de magnitud y riesgos comparables. Se entiende que este tanto por ciento debería incluir, cuando menos, un margen apropiado de seguridad, especialmente en el caso de una proporción elevada de financiamiento con deuda, como veremos más adelante.

Por razones de brevedad de exposición debemos referirnos primero al concepto de rentabilidad, como antes al de tasa de depreciación, sin haber definido todavía la cosa a que se aplica tentativamente designada por "inversión patrimonial" en el caso de la utilidad o beneficio neto del propietario.

El criterio regulador de las utilidades arriba indicado, válido para empresas de propiedad privada, no podría aplicarse estrictamente a empresas de propiedad pública, ya que el Estado no es un empresario en busca de oportunidades de inversión que ofrezcan el máximo de rentabilidad (monetaria) compatible con el riesgo.

Sin embargo, en un país donde hubiera disponibilidad de capital privado para invertir en la industria de energía eléctrica, o donde hubiera otras empresas eléctricas privadas en operación, el costo del capital estatal no debería computarse a una tasa inferior al del capital privado invertido en empresas que suministraran energía en mercados o condiciones similares. Hacemos esta última calificación, porque hay casos de empresas estatales que abastecen zonas o mercados marginales, donde suministran un servicio de primera necesidad que una empresa particular no podría atender en condiciones económicas satisfactorias sin cobrar precios que estarían fuera del alcance de la mayoría de la población. En estos casos especiales creemos que tendría que aceptarse un concepto de costo que incluyera una rentabilidad muy baja o nula sobre la inversión pública.

Cuando la regulación no se refiere específicamente a la utilidad, sino a la rentabilidad global de las inversiones financiadas por propietarios y acreedores, se supone que dicha rentabilidad ha de ser suficiente para cubrir el pago de intereses sobre deuda y asegurar una remuneración satisfactoria al propietario, con un margen adecuado de seguridad para imprevistos y, hasta cierto punto, para hacer frente a las demandas inmediatas de la expansión corriente de las instalaciones.

Podría creerse a primera vista que la regulación o limitación de utilidades, consideradas en forma independiente del costo de la deuda, debiera conducir a costos totales más bajos. Se puede demostrar, sin embargo, que desde el punto de vista de una prudente administración financiera la rentabilidad total no debiera bajar de un límite que depende de la importancia de los cargos de la deuda, cualquiera que sea el porcentaje de utilidad resultante para el propietario.

Tomemos como ejemplo dos empresas, la primera financiada en un 20 por ciento con préstamos y la otra en un 75 por ciento. Supongamos que en ambos casos la deuda tiene un costo anual de 6 por ciento y que las utilidades se limitan a un 10 por ciento. Las rentabilidades parciales y totales se determinan como sigue:

	Financiamiento	Rentabilidad neta		Relación ingreso neto / intereses
		Porcentaje	Monto	
<u>Empresa A</u>	<u>1 000</u>	<u>9.2</u>	<u>92</u>	$\frac{92}{12} = 7.66$
Deuda	200	6.0	12	
Capital propio	800	10.0	80	
<u>Empresa B</u>	<u>1 000</u>	<u>7.0</u>	<u>70</u>	$\frac{70}{45} = 1.56$
Deuda	750	6.0	45	
Capital propio	250	10.0	25	

En el primer caso la rentabilidad total es de 9.2 por ciento y el ingreso neto correspondiente representa unas 7.66 veces el monto de los intereses, lo que da un amplio margen de protección para cubrir su pago.

Vemos que en el segundo caso, si se limita la utilidad al mismo 10 por ciento, la rentabilidad total bajaría a un 7 por ciento, y aparentemente, justificaría un menor costo. Sin embargo, el margen de protección para el servicio de la deuda se ha reducido a 1.56, índice evidentemente bajo, que no aceptaría un presunto acreedor, a menos que tuviera otras garantías adicionales.

Si se exigiera que el ingreso neto de explotación no fuera inferior a 2 veces el cargo financiero de la deuda, relación que puede considerarse como mínima aceptable en empresas de servicio público que no dependen de subsidios operativos, las rentabilidades resultantes en el segundo ejemplo citado serían las siguientes:

	Financia- miento	<u>Rentabilidad neta</u> Por ciento Monto		Relación ingreso neto / intereses
<u>Total</u>	<u>1 000</u>	<u>9.0</u>	<u>90</u>	$\frac{90}{45} = 2.0$
Deuda	750	6.0	45	
Capital Propio	250	18.0	45	

Como puede verse en este caso de alta proporción de deuda, para lograr un adecuado margen de protección al compromiso de pago de los intereses, la tasa de utilidad debería subir a 18 por ciento.

Desde el punto de vista de una razonable posición financiera este resultado nos parece inobjetable y más realista que el de fijar a priori una determinada tasa de utilidad que no considere la estructura de la capitalización de una empresa y la importancia de los cargos del capital acreedor.

Casos como el citado no son sólo teóricos, Por ejemplo, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Lempa (CEL), empresa estatal autónoma de El Salvador, obtuvo en 1959 una rentabilidad media general de 7.1 por ciento. Como un 24 por ciento de su capitalización estaba constituido por deuda, con un costo de 4.6 por ciento, la utilidad resultante fue de más de 21 por ciento con respecto a la inversión efectiva financiada por capital propio. En este caso el ingreso neto de explotación representó 1.9 veces el monto de los intereses de las deudas.^{2/}

^{2/} Véase E. Salazar, Estudio Comparativo de Costos de la Energía Eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1959, (TAO/LAT/31), 13 de marzo de 1961.

En resumen, cualquiera que sea el principio de regulación que se aplique en materia de rentabilidad, es indispensable considerar la estructura del financiamiento de la empresa, de modo que se asegure una adecuada proporción entre el ingreso neto de explotación y los cargos financieros de la deuda. Sólo de este modo podrían fijarse límites razonables, sea a la rentabilidad global de las inversiones de la empresa, sea a la utilidad del propietario.

Hemos examinado hasta aquí ciertos criterios orientadores en relación con las tasas aplicables en la determinación de dos de los componentes más importantes del costo total: la depreciación y la remuneración de los capitales invertidos. Queda por definir la base o valor de referencia a que se aplican dichas tasas.

En el caso de la depreciación, así como de la amortización de inversiones intangibles de vida limitada, consideradas como parte del costo, la finalidad que se persigue es recuperar la inversión comprometida en los bienes físicos e intangibles destinados al servicio, mediante cargos al costo de explotación, diferidos a lo largo de la vida útil de los bienes.

Desde luego hay ciertos items, generalmente los terrenos, cuyo valor de servicio o capacidad para prestar el servicio requerido no se altera con el transcurso del tiempo y que, por consiguiente, no están sujetos a depreciación.

En cuanto al resto de los bienes, es posible que al término de su vida útil algunos de ellos conserven todavía cierto "valor residual" recuperable, en cuyo caso la depreciación se aplicará a la diferencia entre la inversión total y la que se estima probable recobrar.

El problema que se plantea en todo caso es cómo establecer el monto de las inversiones que han de amortizarse como consecuencia de la depreciación de los bienes. Pero este mismo tipo de problema se suscita también al tratar de establecer el ingreso neto de explotación e indirectamente, la utilidad del propietario.

/Si se trata

Si se trata de determinar el costo de la depreciación, la inversión de referencia es la representativa de los bienes depreciables, en el entendido de que estos bienes son legítimos y necesarios para el suministro de los servicios.

Si se trata de establecer el costo o remuneración de los capitales invertidos en el negocio eléctrico, la asignación de un valor a estos capitales tendría que resultar de la determinación del monto de las inversiones en los bienes que aquellos financian. Aparte de que podría haber un destino indebido o injustificado de los recursos financieros, no hay una medida directa del capital propietario cuando las cifras de la contabilidad están distorsionadas por efecto de diversas circunstancias económicas.

Antes de examinar los posibles criterios para determinar el monto de las inversiones conviene aclarar cuáles son los rubros que éstas deben comprender.

Desde luego, la inversión base para determinar la rentabilidad admite dos tratamientos contables distintos, que tienen influencia en el cálculo de los costos, según que se incluyan o no las obras en proceso de construcción y no entregadas aún a la explotación.

Si la empresa tiene recursos inmovilizados en obras que se encuentran en ejecución, que serán destinadas al suministro eléctrico, el costo de estos fondos debe ser pagado en alguna forma por los consumidores. Pero no parece justo que lo paguen los consumidores presentes sino que lo hagan los que se van a beneficiar con las nuevas instalaciones, con mayor razón si el servicio suministrado por las instalaciones actuales es deficiente.

Examinado el asunto desde otro punto de vista, puede decirse que los llamados intereses durante la construcción de una obra son parte del costo total de la misma. Los "intereses" en este caso no son sólo los del préstamo que financia la obra sino también los del capital propio inmovilizado durante el período de construcción.

En conclusión, lo aconsejable es capitalizar los intereses durante la construcción, incorporándolos al costo de las obras, es decir, a la inversión total sujeta a depreciación y rentabilidad.

/Eliminadas

Eliminadas las obras en proceso, la inversión base "razonable" debe referirse a los bienes físicos e intangibles que la empresa tenga en uso y sean necesarios para el suministro de los servicios.

Como se trata de establecer la inversión representativa de los bienes en servicio en un momento dado, cualquiera que sea el método empleado para valorizarla, tendría que descontarse la depreciación acumulada hasta ese momento.

De allí surge un nuevo problema: ¿Deberá descontarse la inversión efectivamente recuperada por la empresa a través de cargos hechos a la explotación (y valorizada por cualquier método), o deberá descontarse la depreciación que habría correspondido normalmente aplicar, de acuerdo con la edad y estado de las instalaciones?

Esto equivale a preguntar si lo que se trata de encontrar es la inversión "efectivamente" realizada por la empresa en un momento dado o la que "razonablemente" se puede deducir de la naturaleza, monto, edad y condición de los bienes que ella posee.

La respuesta no es simple, pero en la alternativa nos inclinamos por el segundo criterio. Prescindiendo del aspecto inflación y devaluación monetaria, la rebaja del valor base, por efecto de un reajuste hacia arriba de la depreciación acumulada, estaría en parte justificada y compensada con los mayores excedentes de explotación obtenidos en períodos pasados como consecuencia de una sobreestimación de las inversiones.

El conjunto de las inversiones en bienes físicos e intangibles destinados al suministro eléctrico corresponde al concepto contable de "Activo Fijo-Bienes en Servicio" empleado generalmente en las clasificaciones de cuentas. Si se le descuenta la depreciación acumulada o "Reserva de Depreciación" (y la parte amortizada de intangibles), el saldo representa el "Activo Fijo Neto".

/El valor

El valor base que ha de servir para determinar el monto razonable de los ingresos de explotación y, finalmente, el nivel medio de las tarifas de venta, debe incluir, además del Activo Fijo Neto, el llamado "Capital de Trabajo" o "Capital de Explotación". Con este término se designan los fondos comprometidos por la empresa en materiales y repuestos en almacén y en gastos corrientes incurridos dentro del ciclo normal de recaudación de los pagos de consumidores.

Al valor base o de referencia que se trata de asignar a las inversiones que justificada y razonablemente tiene inmovilizadas una empresa para atender el suministro, preferimos llamarlo "Inversión Inmovilizada".

La Inversión Inmovilizada quedaría entonces definida por la fórmula:

$$\text{Inversión Inmovilizada} = \text{Activo Fijo (Bienes en servicio)} - \\ \text{Depreciación Acumulada} + \text{Capital de Trabajo.}$$

Normalmente la Inversión Inmovilizada de una empresa está financiada en parte por préstamos a mediano y largo plazo y en parte por los recursos propios que constituyen el patrimonio o capital propietario. Al hablar de inversión patrimonial, cuando se trata de las utilidades de la empresa, nos referimos a aquella parte de la Inversión Inmovilizada que está financiada por el patrimonio o capital propietario. La inversión patrimonial se obtendría por diferencia entre la Inversión Inmovilizada y las deudas de la empresa, previo examen de la justificación de éstas en cuanto a su monto y naturaleza.^{3/}

El asunto más debatido en la regulación de las empresas de servicio público es el método o criterio con que se ha de establecer el monto de la Inversión Inmovilizada, particularmente en lo que se refiere al Activo Fijo en servicio.

^{3/} Este es el procedimiento prescrito en el contrato de concesión de la Empresa Nacional de Luz y Fuerza, de Costa Rica, para establecer el llamado allí "Capital Neto Invertido".

Si se descartan algunos conceptos que no son pertinentes en el caso de la industria de servicio público, tales como el de "valor" en sus diferentes acepciones económicas,^{4/} los criterios básicos para medir la inversión que los bienes en uso representan, se refieren al "costo" de los bienes: "Costo Original" y "Costo de Reproducción o de Reemplazo".

Otras diversas fórmulas y conceptos, aplicados o no en la práctica regulatoria, con diversas denominaciones y calificativos, giran en torno a estos dos criterios básicos, que nos limitaremos a examinar sumariamente a la luz de la experiencia latinoamericana.

"Costo Original", en la acepción que se le da normalmente en los Estados Unidos y que adoptamos aquí, es el costo de los bienes al primer propietario que los destinó al servicio público, expresado en la cantidad de dinero efectivamente pagada, o estimado (si no existe constancia de esto último) de acuerdo con los niveles de precios vigentes en las fechas respectivas en que se ejecutaron las obras y sus adiciones.^{5/}

Las expresiones "Costo de Reemplazo" y "Costo de Reproducción" ilustran las dificultades de interpretación que ofrece el concepto. En un caso podría referirse al costo actual de "reproducir" exactamente los bienes existentes, empleando los mismos equipos, los mismos métodos de construcción y las mismas condiciones originales. O bien podría significar el costo actual de "reemplazar" el bien por otro que prestara un servicio semejante o desempeñara la misma función, pero que esencialmente pudiera ser distinto del bien reemplazado.

En castellano se usa también el término "Costo de Reposición", como sinónimo de las expresiones anteriores. En realidad el problema no deriva del término empleado. En inglés la expresión "reproduction cost" usada en la regulación admite para los expertos cualquiera de las dos acepciones mencionadas y les plantea el mismo dilema.

^{4/} Véase Bonbright, "Valuation of Property", Vol. I.

^{5/} Véase "Uniform System of Accounts - Federal Power Commission", así como la definición del Juez Brandeis, de la Corte Suprema de los Estados Unidos, citada por Thompson y Smith en "Public Utility Economics".

En la práctica, cuando se ha empleado el método de costo de reemplazo, al menos en los Estados Unidos, se ha entendido que se aplican los precios presentes (o el promedio de un período reciente) a los mismos bienes, con los mismos métodos y en las mismas condiciones que regían cuando se ejecutaron las obras y se efectuaron las inversiones.

Se comprenden las dificultades prácticas que el método presenta cuando se trata de encontrar el precio actual de un equipo o material que ya no se fabrica en parte alguna.

Las legislaciones latinoamericanas cuando se refieren al costo de reemplazo, con este nombre o con otro similar,^{6/} no son muy explícitas en cuanto al sentido del término.

La argumentación entre costo original y costo de reproducción, así como las diferentes interpretaciones que puedan darse a estos conceptos, resultan un tanto académicas cuando se refieren a la industria de servicio público en Latinoamérica.

Cuando la variación de precios internos es relativamente moderada a lo largo del tiempo, o cuando las alzas de un período se compensan en parte con una disminución de precios en un período subsiguiente, la adopción del costo original como medida de las inversiones puede justificarse con diversos argumentos, a saber:

1o. Las dificultades, el costo y el largo tiempo que puede representar la determinación del costo de reemplazo, para llegar muchas veces a cifras bastante dispares, según sean los expertos que realizan la investigación.

2o. El hecho de que una proporción importante de las inversiones de una empresa de servicio público está financiada con préstamos a largo plazo, cuyo servicio es constante y no depende de las fluctuaciones en los índices de precios.

^{6/} En Chile, la Ley General de Servicios Eléctricos habla de "Costo de Reemplazo"; la Ley de Energía Eléctrica Argentina lo llama "Valor de Reposición"; la Ley de Servicios Eléctricos de El Salvador se refiere al "Costo de Reproducir las Obras".

3o. Los progresos en la técnica de fabricación y en los métodos de construcción de instalaciones y equipos de capacidad cada vez mayor compensan parcialmente la elevación general de costos. El costo original de múltiples unidades pequeñas en una central termoeléctrica puede ser equivalente, a pesar del alza de costos, a la inversión necesaria para reemplazarlas, llegado el momento, por una unidad más grande que diera el mismo servicio.

4o. Siempre queda el recurso más simple para la entidad reguladora de compensar un alza en el costo de las inversiones con una mayor tasa de rentabilidad sobre la Inversión Inmovilizada establecida según el costo original.

Lamentablemente todos estos argumentos, válidos en un país de relativa estabilidad de precios, no pueden aplicarse en la mayoría de los países latinoamericanos, que han estado sujetos a una intensa y persistente inflación de costos. El costo original o "histórico", expresado en moneda local no tiene en estos casos significado alguno como medida de la Inversión Inmovilizada de una empresa.

Una proporción apreciable de las instalaciones de las empresas eléctricas en América Latina está constituida por elementos importados, cuya adquisición se ha financiado generalmente con préstamos en moneda extranjera. En su sentido estricto, el "costo original" en este caso está formado por un componente en moneda extranjera y uno en moneda nacional.

Aunque se aceptara el criterio de costo original, al menos el componente en moneda extranjera debería considerarse como legítimo en la determinación de la Inversión Inmovilizada, y expresarse en moneda local, de acuerdo con la equivalencia de cambio vigente en el momento de la valuación.

De todos modos, los costos locales han tenido elevaciones tan considerables en algunos países, especialmente en los últimos años, que pierden cualquier validez las cifras consignadas originalmente en una moneda de valor adquisitivo varias veces superior a la moneda actual.

Mientras esta situación se mantenga no queda otra alternativa, en el caso de los países latinoamericanos, que aceptar el método de costo de reposición o de reemplazo para fijar la Inversión Inmovilizada de una empresa.

/Podría, tal

Podría, tal vez, transigirse en cuanto a la parte de inversión en moneda extranjera, aceptando el costo verificado en esta moneda a la fecha de la inversión original, y convirtiéndola a moneda nacional según la tasa de cambio que correspondiera aplicar en la fecha de la valuación.

Cuando las variaciones de precios locales son muy intensas, el reajuste de la Inversión Inmovilizada tendría que efectuarse con relativa frecuencia. En estos casos podría simplificarse el método usual, mediante el empleo de factores correctivos que tomaran en cuenta las variaciones de los índices de precios de materiales, mano de obra y otros componentes principales del costo, así como la incidencia de cada uno de estos elementos en la inversión total.

La revalorización del Activo Fijo lleva necesariamente a la revalorización de la depreciación acumulada que debe deducirse de aquél. Esto presenta ciertas dificultades de cálculo, puesto que deben considerarse las diferentes edades y las respectivas importancias de los bienes depreciables que componen la inversión total.

Si no se cuenta con una clasificación adecuada de las inversiones según las fechas en que se incurrieron, el único camino práctico, pero inexacto, para estimar la depreciación acumulada es mantener la proporción que registra la contabilidad entre Activo Fijo y Reserva de Depreciación antes de la revalorización. Esto vuelve a plantear el problema antes discutido de si debe aceptarse la depreciación acumulada (en su valor relativo) que muestran los libros de la contabilidad. Sólo una investigación detallada de los antecedentes podrá indicar si, aparte de la revalorización, corresponde hacer un ajuste a la Reserva de Depreciación contabilizada.

Conviene recapitular lo dicho hasta aquí con respecto a la determinación de los ingresos de explotación, de donde resulta el precio medio o nivel medio general de las tarifas de venta.

Si los consumidores de energía eléctrica, en su conjunto, han de pagar el costo total en que incurre una empresa para suministrar el servicio, los ingresos de explotación deben ser suficientes para cubrir los gastos de explotación más una rentabilidad razonable sobre la Inversión Inmovilizada que representan los bienes destinados al servicio.

/La tasa

La tasa de rentabilidad admitida deberá tomar en cuenta la estructura del financiamiento de la empresa, la importancia relativa del costo de las deudas y una remuneración a la inversión patrimonial suficiente para estimular la inversión de capitales adicionales.

Salvo en situaciones especiales, los criterios de rentabilidad que valgan para una empresa de propiedad privada debieran aplicarse también a las empresas de propiedad pública.

La Inversión Inmovilizada se basa en una estimación del costo de los bienes (depreciados) en servicio, al que se agrega una suma representativa del Capital de Trabajo.

En países con relativa estabilidad de precios y no afectados por fuertes devaluaciones monetarias, puede justificarse como evidencia del costo de los bienes el criterio de "costo original". En caso contrario, que es el de la mayoría de los países latinoamericanos, el concepto de costo original, en su aceptación corriente, resulta inaplicable y necesariamente tendría que sustituirse por el criterio de "costo de reposición o de reemplazo".

Cuando menos podría recomendarse, para evitar los inconvenientes y limitaciones de este último criterio, la adopción del costo original sujeto a corrección periódica por variación de los índices de precios de los componentes principales del costo de los bienes.

3. Elaboración de las tarifas

Establecido el monto total de los ingresos que corresponde a una empresa recibir durante un período determinado de explotación, el problema específico de la tarifación consiste en asignar a cada consumidor, según sus características de consumo, la parte del ingreso total con que debe contribuir.

El servicio eléctrico está definido por un conjunto de factores tales como la cantidad de energía, la demanda máxima, el período diario o anual en que ésta ocurre, el factor de carga, el factor de potencia y la localización del consumo. Todos estos factores, y algunos más en el caso de ciertos consumidores especiales, tienen influencia en el régimen de costos de la empresa abastecedora.

Como primer paso en la elaboración de las tarifas corresponde investigar las relaciones que existen entre los factores mencionados y los diversos elementos del costo total.

Por ejemplo, el gasto en combustible de las centrales térmicas y el costo de la energía comprada por la empresa son aproximadamente proporcionales a la cantidad de energía suministrada. La depreciación, la remuneración de las inversiones y los gastos fijos de operación y mantenimiento son en gran parte función de la capacidad de las instalaciones, y ésta a su vez, depende de la demanda de potencia de los consumidores. Parte del mantenimiento de la red de distribución varía con la longitud de las líneas, que depende de la localización de los consumidores y de su relativa dispersión dentro del área de servicio de la empresa concesionaria.

Esta investigación constituye básicamente un problema de contabilidad de costos. Sus resultados han de servir de referencia para la formulación de tarifas específicas.

El "análisis funcional de costos" empleado corrientemente en investigaciones tarifarias,^{7/} distribuye todos los costos de la empresa entre tres funciones o elementos principales, a saber:

- 1) Demanda o capacidad
- 2) Energía
- 3) Consumidor

La suma de las cantidades asignadas a cada uno de estos tres elementos debe ser igual al ingreso total de explotación requerido.

El paso siguiente en la tarificación es clasificar todos los consumos en diversos grupos o categorías, de modo que cada una de éstas reúna a consumidores de características más o menos similares. Las categorías convencionales comprenden, por ejemplo, los siguientes tipos de consumo: residencial, comercial, industrial, alumbrado público, etc. Como a veces es difícil o poco justificado distinguir entre ciertos consumos comerciales e industriales, existe tendencia a clasificar estos consumos, de acuerdo con la potencia conectada, en "comercial e industrial menor" y "comercial e industrial mayor".

^{7/} Véase L. Nash, "Public Utility Rate Structure"; R. Caywood, "Electric Utility Rate Economics.

Esta es una primera separación, que se refiere a las modalidades generales de cada clase de consumo, y que da lugar a diversos tipos o formas de tarifas. Las diferencias individuales dentro de cada clase tendrán que considerarse en la estructura misma de cada tarifa.

Al aplicar los resultados del análisis funcional de costos se supone que cada uno de los grupos de consumo contribuirá al pago del costo total de acuerdo con su respectiva demanda, energía consumida y número de consumidores.

La determinación de la cuota correspondiente a energía y consumidor no ofrece problema, ya que basta determinar previamente los índices de costo por kWh y por consumidor (mensual o anual). La asignación del costo de la capacidad, sea a cada grupo de consumo o a cada consumidor individual, presenta muchas más dificultades.

La proposición más simple, pero inconveniente y no bien justificada, es cargar todos los costos de la capacidad a los consumidores causantes de la demanda máxima del sistema, a prorrata de su respectiva responsabilidad parcial en el pico de carga. Según este método, un consumidor que no contribuyera a la demanda máxima total en el momento en que ésta ocurre, no participaría en el costo de la capacidad, por alta que llegara a ser su demanda individual de potencia fuera del período de punta de carga.

Por lo demás, en cualquier momento, por cambio en la modalidad de consumo, pueden producirse desplazamientos en las demandas parciales, lo que obligaría a estar constantemente revisando la base del prorrateo.

Otro método empleado en la asignación de costos de la capacidad es el de las demandas máximas no coincidentes: el costo total se distribuye entre los diferentes grupos (o consumidores individuales) a prorrata de sus respectivas demandas máximas, sin considerar su diversidad o su coincidencia.

Este método evita algunos de los inconvenientes del anterior, pero tiene la desventaja, lo mismo que el otro, de no tomar en cuenta el grado de utilización, por parte de cada consumidor o grupo, de la capacidad de las instalaciones y equipos en servicio. Así, un consumo de alto factor de carga compromete durante gran parte del tiempo una determinada capacidad

/disponible y

disponible y no contribuye a la diversidad de la demanda. Con esto puede resultar indebidamente beneficiado frente a otros consumos de igual demanda máxima, pero con adecuada diversidad o falta de coincidencia, que contribuirían en conjunto a llenar los "valles" de la curva de carga del sistema.

Para obviar los inconvenientes de los dos métodos mencionados se han propuesto y se emplean en muchos casos otros diversos procedimientos que consideran no sólo las demandas máximas individuales, sino también su diversidad y grado de utilización (factor de carga).

Por ejemplo, se puede descomponer la demanda máxima del sistema en "demanda media" y "exceso", y distribuir la demanda media del conjunto entre los consumidores (o grupos) a prorrata de sus respectivas demandas medias. La parte asignada en esta forma a cada consumidor (o grupo) estaría considerando el grado de utilización individual media de la capacidad disponible. El exceso sobre la demanda media del sistema se distribuiría entre los consumidores a prorrata de sus respectivos excesos (diferencia entre demandas máxima y media de cada consumidor o grupo).

Este método, o cualquiera de sus variantes, permite distribuir el costo total de la capacidad en forma más racional y evitar las anomalías a que conducen los otros dos procedimientos mencionados.

Los resultados del análisis funcional de costos, con índices específicos por kWh de energía, por kW de demanda y por consumidor, constituyen sólo una guía para el diseño de las tarifas, ya que por diversas razones no pueden aplicarse en la práctica en forma estricta a la mayoría de los consumidores de una empresa.

Se sostiene, de un modo general, que las tarifas eléctricas, además de razonables, deben ser "no discriminatorias". Podría entenderse que no debiera haber discriminación en los precios aplicados a diferentes clases o categorías de consumo, lo mismo que a los diferentes consumidores de una misma clase, en forma que cada uno no pagara más ni menos que los costos que le corresponden según el análisis efectuado.

Si bien el criterio más defendible y aceptable en materia de precios del suministro eléctrico es el del costo del servicio, es indispensable

/considerar

considerar también las características de la demanda (económica) del servicio eléctrico. Sólo de este modo podrá diseñarse un sistema tarifario eficiente y dinámico, que propenda al óptimo aprovechamiento de la capacidad disponible de las instalaciones, que alcance al mayor número posible de consumidores y que desaliente el derroche o uso indebido del servicio suministrado.

La consideración del llamado "valor del servicio para el consumidor" fijaría un límite máximo de precio, independiente del costo. A su vez, no podría aceptarse que el precio fuera inferior al costo incremental o marginal que representa para la empresa el suministro a un consumidor dado. Se reconoce, en consecuencia, la necesidad de un cierto margen de flexibilidad en los precios, que quedaría limitado por estos dos criterios.

En la práctica regulatoria el concepto de "no discriminación" en las tarifas tiene un alcance muy limitado. Sólo significa que una tarifa determinada, que es un conjunto de precios y condiciones, debe aplicarse sin discriminación a todos los consumidores que por sus características sean clasificables dentro de la categoría de consumo a que está designada la tarifa.

A veces un cambio sustancial en las modalidades de consumo, o un error de criterio del organismo regulador que aprueba las tarifas, o una disposición arbitraria de las autoridades, puede dar lugar a situaciones evidentemente injustas para determinadas categorías de consumidores,^{8/} o para determinados consumidores dentro de una misma categoría tarifaria.

Estos son casos de notoria discriminación, que no pueden justificarse ni en razón de la economía de la explotación ni del mejor aprovechamiento del servicio por los usuarios, y que exigen ser corregidos por las entidades reguladoras.

Fuera de los ajustes que recomienda el examen de la demanda (económica) de energía eléctrica en el mercado abastecido, los resultados del

^{8/} Hasta hace poco en los sistemas eléctricos más importantes de Argentina los consumidores industriales, con mayor demanda y más alto factor de carga, pagaban mayores precios medios que los consumidores residenciales.

análisis de costos tienen que adaptarse a las condiciones prácticas de aplicación.

La mayoría de los consumidores de una empresa eléctrica, especialmente en los sectores residencial y comercial, tienen demandas de potencia muy bajas, que no justifican la instalación de medidores especiales de demanda máxima. Aparte de su costo, las complicaciones de lectura, facturación y revisión de medidores representan un gasto adicional que no queda compensado por la mayor precisión en la medida de la demanda.

Es preferible, entonces, estimar la demanda individual en base a la carga media conectada (factor de demanda) o a la superficie de la casa o local abastecido y cobrarla en función de estos índices.

Por otra parte está el cargo por consumidor, que se supone representa el costo de lectura de medidores, facturación, registro y contabilización de consumos, recaudación y otros gastos del consumidor que son independientes del consumo y de la demanda.

Como una de las características de una buena tarifa de servicio público es su simplicidad de aplicación y su facilidad de comprensión por parte de los consumidores, lo aconsejable es evitar el cobro de diversos cargos separados en el caso de los consumos pequeños, que son la mayoría. A riesgo de perder en exactitud técnica, lo que se gana en buenas relaciones con el público tiene más valor para la empresa y para la comunidad en general.

Por esas razones, lo práctico en el caso de los consumos residenciales, comerciales y otros de monto moderado, es incorporar los cargos por demanda y por consumidor al cargo por consumo. Su recuperación puede lograrse mediante un recargo en los primeros bloques de consumo, de precio unitario más alto, con un mínimo que debería cubrir parte de aquellos cargos fijos. En casos de excepción, de alta carga conectada (probablemente con servicio trifásico), podría establecerse en la tarifa correspondiente un cargo adicional o un mínimo mensual más elevado, que fuera función de la potencia conectada.

Se llega así a definir para el consumo residencial y para gran parte del comercial, una tarifa de bloques de consumo (mensual o bimestral, según el período de facturación) de precios unitarios descendentes, que se acercarían al costo marginal del servicio en los bloques finales.

/Puede ser

Puede ser aconsejable, con el fin de evitar derroche de energía, especialmente en el consumo residencial, poner un tope al precio medio resultante después de alcanzar cierto nivel de consumo, o aun recargar fuertemente el precio por kWh pasado este nivel.

En los consumos industriales y otros de carácter especial, que tengan gran carga conectada y demandas relativamente elevadas, es indispensable separar los cargos por demanda y por energía. Esto conduce a la tarifa llamada "binomia" o de dos cargos.

El costo por consumidor resulta en estos casos tan pequeño que se absorbe en el cargo por demanda. Este último, que se refiere normalmente a la demanda máxima (mensual o anual), debe tener un mínimo que cubra, al menos en parte, el costo que representa para la empresa tener en todo tiempo a disposición del cliente una determinada capacidad de instalaciones.

No es propósito de esta exposición entrar a examinar los procedimientos de análisis de la composición de los consumos dentro de cada categoría, con el fin de establecer los bloques de precios diferenciales más apropiados que debe contener una tarifa.

Tampoco podemos ocuparnos en esta oportunidad de examinar las ventajas e inconvenientes de las diferentes formas de tarifas en uso, ni de las múltiples situaciones especiales que dan lugar a recargos o descuentos en los precios de las tarifas normales aplicadas a cada categoría de consumo.

4. Necesidad de unificar términos y conceptos

Toda investigación seria en materia de tarifas eléctricas supone la existencia de una adecuada información estadística y contable, tanto en la empresa que estudia y propone cada tarifa como en el organismo regulador encargado de revisarla y aprobarla. De otro modo, como es frecuente en la práctica latinoamericana, los métodos de tarificación se reducen a una serie de tanteos y estimaciones más o menos arbitrarias.

A este respecto es notoria la falta de uniformidad y, en muchos casos, de precisión en la terminología de la legislación eléctrica latinoamericana. Otro tanto ocurre con los conceptos y clasificaciones contables de las empresas de servicio público.

Esto induce a frecuentes confusiones y representa un obstáculo para investigar y emitir juicio sobre las condiciones en que opera la industria de energía eléctrica en nuestros países.

Debería hacerse un esfuerzo para lograr la adopción de un glosario común, con definiciones adecuadas, de los términos usados en la regulación de la industria.

Además, se justificaría ampliamente la prescripción de un sistema racional y uniforme de cuentas para las empresas eléctricas de servicio público, que fuera lo suficientemente flexible para adaptarse a las normas legales de cada país.

La adopción de un esquema uniforme de cuentas, basado en una clasificación funcional de las operaciones que envuelve el suministro de energía eléctrica, permite analizar en forma objetiva y metódica cada uno de los componentes del costo del servicio. Esto facilita mucho la labor de las entidades reguladoras en el control de las tarifas, aparte de que proporciona a la administración de las empresas elementos de juicio indispensables para una eficiente planeación y explotación de los servicios.

